

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.316

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Анатолій МАРЧЕНКО
«10» грудня 2020 р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему: «Модернізація релейного захисту енерговузла підприємства
10 кВ»**

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-з91мп
Гордін Олександр Миколайович _____

Науковий керівник:

Асистент Заколюдажний В.В. _____

Консультант з стартап-проекту:

Ст. викл. Бахмачук С.В. _____.

Консультант з охорони праці:

д.т.н. професор Третьякова Л.Д _____.

Рецензент: _____.

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____.

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«01» Жовтня 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Гордіну Олександр Миколайовичу**

1. Тема дисертації «Модернізація релейного захисту енерговузла підприємства 10 кВ», науковий керівник дисертації Заколюдажний Володимир Васильович, затверджені наказом по університету від «_29_» жовтня 2020 р. №3160-с
2. Термін подання студентом дисертації 10.12.2020 р
3. Об'єкт дослідження Енерговузол підприємства ТОВ «АЕРОК»
4. Вихідні дані Схема електричних з'єднань ЦРП 10 кВ, нормативні та керівні вказівки з релейного захисту, каталоги та керівництва обладнання середньої напруги, навантаження ЦРП.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1. Аналіз обладнання та режими роботи ЦРП 10 кВ. 2. Розрахунок струмів КЗ. 3. Вибір основних та резервних захистів трансформаторів та ліній ПС і розрахунок уставок спрацювання. 4. Технічні характеристики пристроїв захисту. 5. Розрахунок реалізація цифрового терміналу захисту REF615.
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу Схема електрична принципова енергосистема підприємства 10 кВ, схема

електрична принципова ЦРП 10 кВ, схема електрична принципова розміщення захистів трансформатора, ланцюги струму та напруги терміналу захисту трансформатора, ланцюги вихідні і сигналізації терміналу захисту схема електрична принципова розміщення захистів секційного вимикача. Техно-економічні показники проекту.

7. Орієнтовний перелік публікацій ІЗаколюдажний В.В., Гордін О.М., Модернізація центрального розподільчого пункта. Відправлено на публікацію

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розроблення стартап-проекту	Бахмачук С.В., ст. викладач		
Охорона праці	Третьякова Л.Д., д.т.н. професор		

9. Дата видачі завдання 15.09.2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Збір інформації про методи і засоби захисту обладнання ЦРП 10 кВ	20.09.2020 р.	
2.	Вибір та перевірка ЦРП 10 кВ та розрахунок струмів короткого замикання на підстанції.	10.10.2020 р.	
3.	Розрахунок уставок захистів основного обладнання підстанції 10 кВ	28.10.2020 р.	
4.	Вивчення технічних характеристик захисту трансформатора на основі мікропроцесорного пристрою АВВ «REF615»	15.11.2020 р.	
5.	Розроблення стартап-проекту та розділу «Охорона праці»	05.11.2020 р.	
6.	Розробка плакатів	28.11.2020 р.	

Студент

Олександр ГОРДІН

Науковий керівник

Володимир ЗАКОЛОДЯЖНИЙ

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 5 розділів та графічної частини. Розділи виконані на 97 сторінках формату А4, які містять в собі 23 таблиць, 5 рисунків, 16 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 7 аркуши креслень форматом А1.

Актуальність теми: забезпечення надійності електропостачання і безаварійної роботи електрообладнання.

Мета дослідження: вибір обладнання, що відповідає заданим технічним вимогам.

Об'єкт дослідження: енерговузол підприємства ЦРП 10кВ.

Предмет дослідження: вибір та розрахунки пристроїв релейного захисту і автоматики ЦРП 10 кВ.

Методи дослідження: розрахунок параметрів релейного захисту і автоматики ЦРП 10 кВ.

Ключові слова: РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЦРП 10 кВ, ABB RAF615, SION 3AE51, СТРУМОВА ВІДСІЧКА, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, ЗАМИКАННЯ.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of 5 sections and graphic parts. The sections are made on 97 pages of A4 format, which contain 23 tables, 5 pictures, 16 sources of references. The graphic part contains 7 sheets of drawings in A1 format.

Relevance of the topic: ensuring the reliability of electricity supply and trouble-free operation of electrical equipment.

The purpose of the study: the choice of equipment that meets the specified technical requirements.

Object of research: power unit of 10kV CDP enterprise.

Subject of research: selection and calculations of 10 kV relay protection and automation devices.

Research methods: calculation of parameters of relay protection and automation of 10 kV CDP.

Key words: RELAY PROTECTION, 10 kV CDP, ABB RAF615, SION 3AE51, CURRENT CUT OFF, MAXIMUM CURRENT PROTECTION, CIRCUIT.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП.....	9
1. ОПИС ОБ'ЄКТУ ТА ВИБІР ВИМОГ ДО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	10
1.1. Опис ЦРП 10 кВ.....	10
1.2. Вибір комплектного розподільного пристрою.....	11
1.2.1. Вибір комутаційної апаратури: вимикачів.....	11
1.3. Вибір ТВП і схеми їх живлення на підстанції.....	15
1.4. Вибір запобіжників.....	18
1.5. Вибір струмоведучих частин 10 кВ	18
Висновки	28
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЦРП 10 КВ.	29
2.1. Вимоги до РЗ розподільчих ПС 110/10 кВ.	29
2.1.1. Захист силових трансформаторів 110/10 кВ	29
2.2.2. Захист шин на секційному та обхідному шиноз'єднувальному вимикачах.	32
2.2.2.1. Захист фідерів які відходять	33
2.2.2.2. Захист кабельних ліній у мережах напругою 10 кВ з ізольованою нейтраллю.....	34
2.3. Релейний захист та автоматика ЦРП 10 кВ при ГПП «Промвузол».....	35
2.3.1. Релейний захист силового трансформатора	35
2.3.2. МСЗ на стороні 10кВ	40
2.3.3. Максимальний струмовий захист на стороні 110кВ	41
2.3.3.1. Захист від перевантаження трансформатора.	43
2.3.4. Захист секційного вимикача	44
2.3.5. Релейний захист (РЗ) кабельних ліній (КЛ) 10 кВ.....	46
2.3.6. Автоматичне повторне включення (АПВ).....	48

2.3.7. Автомат включення резерву	49
Висновки	51
3. ВИБІР І РОЗРАХУНОК УСТАВОК	52
3.1. Загальна характеристика мікропроцесорних терміналів захистів REF 615.....	52
3.2. Функції захисту терміналу захисту REF 541	53
3.3. Методика вибору та розрахунок уставок на відхідних лініях 10 кВ	55
3.4. Вибір уставок на секційних і вступних вимикачах.....	64
3.5. Диференційний захист шин 10 кВ	68
3.6. Розрахунок (РЗ) трансформаторів	69
Висновки	73
4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	74
4.1. Технічний аудит проекту	74
4.2. Визначення кошторисної вартості модернізації ЦРП 10 кВ.....	74
4.3. Розрахунок ризиків.....	76
4.4. Визначення основних техніко-економічних показників	77
Висновки	81
5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ РОБІТ З МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕНЕРГОВУЗЛА	82
5.1. Загальна характеристика об'єкта	82
5.2. Визначення обсягів та послідовності робіт при експлуатації або модернізації енергетичного об'єкту.....	83
5.3. Визначення оцінка показників умов праці під час виконання робіт	84
5.4. Визначення шкідливих і небезпечних виробничих чинників та оцінка.	86
5.5. Вибір технічно-організаційних заходів з безпеки праці	86

5.6. Вибір засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) для обмеження впливу шкідливих і небезпечних виробничих чинників	87
5.7. Вибір заходів для запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	89
5.8. Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації.....	90
Висновки	96
ВИСНОВКИ	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	100

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ВЛ – високовольтні лінії;
ГПП – головна понижаюча підстанція;
ВН – висока напруга трансформатора;
в. п. – власні потреби;
ВРП – відкритий розподільчий пристрій;
ДЗТ – диференційний захист трансформатора;
ЗП – заземлюючий пристрій;
ЗРП – закритий розподільчий пристрій;
ЗВЗ – захист від замикань на землю;
КЛ. – кабельна лінія;
КЗ (к. з.) – коротке замикання;
ЛЗШ – логічний захист шин;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НН – низька напруга трансформатора;
РЗ – релейний захист;
РЗА – релейний захист та автоматика;
РП – розподільчий пристрій;
СВ – струмова відсічка;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
ЦРП – центральний розподільчий пункт;

.

ВСТУП

Електрична енергія широко застосовується у всіх областях народного господарства і в побуті. Цьому сприяє універсальність і простота її використання, можливість виробництва у великих кількостях промисловим способом і передача на великі відстані.

Електроенергетична система здійснює живлення споживачів усіх категорій і тому повинна відповідати всім вимогам надійності. Одним з об'єктів є завод по виготовленню будівельних матеріалів ТОВ «АЕРОК».

В силу того, що на заводі використовується фізично і морально застаріле обладнання, яке може призвести до відмови і втрати живлення споживачів, воно вимагає заміни на більш сучасне і нове.

Завданням реконструкції підстанції є розробка з урахуванням новітніх досягнень науки і техніки, засобів експлуатації та управління, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживача електричною енергією в необхідних розмірах необхідної якості з найменшими витратами.

Метою даного дипломного проекту є модернізація ЦРП 10 кВ заводу будівельних матеріалів ТОВ «АЕРОК» м. Обухів.

Основними завданнями дипломного проекту є:

1. Провести аналіз підстанції і ЦРП 10 кВ, з метою виявлення обладнання яке потребує заміни;
2. Вивчити схему оперативних перемикань і виявити максимальний і мінімальний режими роботи підстанції;
3. Провести розрахунок струмів короткого замикання для максимального і мінімального режимів роботи;
4. Зробити вибір нового обладнання та релейного захисту;
5. Розрахувати кошторис на реконструкцію підстанції.

1. ОПИС ОБ'ЄКТУ ТА ВИБІР ВИМОГ ДО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

1.1.Опис ЦРП 10 кВ

ГПП Промвузол 110/10/6 кВ введена в експлуатацію в 1969 році. Від підстанції отримують живлення споживачі м. Українка та Обухівського району Київської області.

На ГПП Промвузол встановлено 2 силові трансформатори типу ТРДН-25000/110. Приведені трансформатори мають систему охолодження з примусовим обдувом повітря і природньою циркуляцією масла.

Трансформатори оснащені регулюванням напруги під навантаженням (РПН) з границями $\pm 9 \times 1,78\%$. РПН дозволяє виконувати ступінчате регулювання напруги без відключення навантаження.

ЦРП 10 кВ. введена в експлуатацію 1990р. складається із двосекційної системи збірних шин 10 кВ, перша секція шин 10 кВ. під'єднана КЛ-ААБЛу-3х150 довжиною 300м до коміри №30, друга секція шин 10 кВ під'єднана КЛ-ААБЛу-3х150 довжиною 300м до комірки №52, та з'єднаних між собою вимикач малооливний типу ВК-10 630А. В нормальному режимі роботи він відключений. Фідери приєднані до шин вимикач ВК-10 630А. До кожної системи шин приєднані силові трансформатор особистих потреб TN1, TN2, типу ТМЗ-40/10.

Силові трансформатори приєднуються до шин 10 кВ через високовольтні струмообмежувальні запобіжники серії ПКТ-10-20-31,5 УЗ.

Заземлення обладнання ЦРП виконується за допомогою заземлювачів ЗР-10/31,5 на 10 кВ.

Контроль за режимом роботи основного і допоміжного обладнання на електростанціях і підстанціях виконується з допомогою контрольно-вимірювальних пристроїв

Для вимірювання напруги та струму на підстанції використовуються вимірювальні трансформатори напруги НАМИ-10 та вимірювальні трансформатори струму ТОЛ-10

У зв'язку зі старінням обладнання необхідно провести реконструкцію ЦРП 10 кВ. Для цього зробимо вибір комплектного розподільного пристрою, шаф для встановлення вакуумних вимикачів. Також, із-за переходу власних потреб на 0,4 кВ, необхідно вибрати трансформатори власних потреб, трансформатори струму та напруги.

1.2. Вибір комплектного розподільного пристрою

Для установки на підстанції приймаємо комплектний розподільчий пристрій серії КУ10С. Комплектний розподільний пристрій (далі - КРП), що складається з шафи типу броньованого (з поділом на відсіки) і шинних мостів до них, призначених для прийому і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50-60 Гц на номінальну напругу до 10 кВ в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю і можуть використовуватися для комплектування закритих розподільних пристроїв електростанцій, трансформаторних підстанцій і розподільчих пунктів.

1.2.1. Вибір комутаційної апаратури: вимикачів

Вибір вимикачів виробляємо за такими параметрами:

1. По напрузі електроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (1.1)$$

2. За найбільшим робочим струмом:

$$I_{\text{раб.н}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (1.2)$$

де $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортні (каталожні) параметри вимикача;

3. Перевірка на відключає здатність вимикача:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{відкл}} \quad (1.3)$$

4. Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за наступними умовами:

$$i_y < I_{\text{мдин}}, \quad (1.4)$$

де $I_{\text{по}}$ і I_y – розрахункові значення періодичної складової струму к. з. і ударного струму в ланцюзі, для якої вибирається вимикач, кА;

$I_{\text{дин}}$, $I_{\text{мдин}}$ – чинне і амплітудне значення граничного і наскрізного струму к. з. (каталожні параметри вимикача), кА.

5. Термічну стійкість вимикача перевіряють за умовою:

$$B \leq B_k, \quad (1.5)$$

де B_k – значення імпульсу квадратичного струму, гарантовану заводом-виробником, визначається за формулою:

$$B_k = I_T^2 \cdot t_T, \quad (1.6)$$

де I_T – струм термічної стійкості, кА;

t_T – допустимий час дії термічного струму граничної стійкості, с;

I_T і t_T – т довідкові дані;

B – розрахунковий імпульс квадратичного струму к. з., визначається за формулою:

$$B = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (1.7)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення к.з.:

$$t_{\text{відкл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вим}}, \quad (1.8)$$

де $t_{\text{рз}}$ – час дії релейного захисту, приймається 0,4 с. ;

$t_{\text{вим}}$ – власний час відключення вимикача (каталожні дані), с.

В ЦРП – 10 кВ пропонується встановити вакуумні вимикачі. Вакуумні вимикачі призначені для роботи в розподільних пристроїв (КРП) та камерах стаціонарного одностороннього обслуговування (КСО). Це комутаційні апарати нового покоління. Встановленню підлягають: на введення Вакуумний силовий вимикач SION 3AE51, фірми SIEMENS, в ланцюгах ліній, що відходять вакуумні вимикачі 3AE51 використовується пофазних електромагнітних приводів з магнітною засувкою, механічно зв'язаних загальним валом. Така конструкція дає низку переваг над традиційними вимикачами:

- високий механічний ресурс;
- мале споживання по ланцюгах включення і відключення;
- малі габарити і вага;
- низька трудомісткість виробництва і як наслідок помірна ціна.

Виберемо вступні вимикачі:

За максимальний робочий струм приймаємо номінальний струм трансформаторів на стороні 10 кВ, але з урахуванням можливої 40% перевантаження:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1469,6 \text{ А}$$

Визначаємо ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 14,246 \cdot 1,8 = 36,26 \text{ кА.}$$

Вибір ввідних вимикачів за умовами (2.1)-(2.5) зведемо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Вибір ввідних вимикачів на стороні 10 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 11 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{роб.н} = 1469,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{роб.н} < I_{ном}$
$I_{ПО} = 14,246 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{відкл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м дин}$

$B = I_{no}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) =$ $= 14,246^2 \cdot (0,465 + 0,05) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$
--	--	--------------

Вибраний тип вимикача 3AE51 проходить по всім умовам таблиці 2.1. Цей вакуумний вимикач встановлюємо у шафу типу ШВВ-002.2500.20 УЗ.

Виберемо секційні вимикачі:

Приймаємо 70 % номінального струму силового трансформатора за максимальний робочий струм:

$$I_{p.max} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 769,8 \text{ А}$$

Ударний струм приймаємо такими ж, як і для ввідного вимикача.

Вибір секційних вимикачів за умовами (1.1)-(1.5) зведемо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Вибір секційних вимикачів на стороні 10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані вимикача	Умова вибору
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{роб.н} = 769,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{роб.н} < I_{ном}$
$I_{по} = 14,246 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{відкл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м.дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B = I_{no}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) =$ $= 14,246^2 \cdot (0,465 + 0,05) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Вибраний тип вимикача 3AE51 проходить по всім умовам таблиці 1.2. Цей вакуумний вимикач встановлюємо у шафу типу ШВВ-020.1250.20 УЗ.

Виберемо лінійні вимикачі:

За максимальний робочий струм приймаємо виходячи з потужностей, що проходять по цим лініям. Дані потужностей подано в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Навантаження відходить по фідерах ЦРП

Фідер	$S, \text{кВА} / I, \text{А}$
1615 – ТП2 Т2	1000/57,74
1616 – ТП1 Т2	1050/60,62
1617 – РУ 10 кВ ТПЗ	1513/87,35
1626 - РУ 10 кВ ТПЗ	1513/87,35
1627 – ТП1 Т1	1000/57,74
1628 - РП18	1790/103,35

Вибір лінійних вимикачів за умов (1.1)-(1.5) на фідерах, що живлять представлений в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Вибір лінійних вимикачів на відхідних фідерах 10 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані вимикача	Умова вибору
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{роб.н} = 486,71 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{роб.н} < I_{ном}$
$I_{по} = 14,246 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{відкл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м.дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м.дин}$
$B = I_{по}^2 \cdot (t_{вимк} + T_a) =$ $= 14,246^2 \cdot (0,465 + 0,05) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Примітка. За максимальний робочий струм взята максимальна величина струму з таблиці 1.3.

Вибраний тип вимикача 3AE51 проходить по всім вимогам вибору вимикачів. Цей вакуумний вимикач встановлюємо у шафу типу ШВВ-002.800.20 УЗ.

1.3. Вибір ТВП і схеми їх живлення на підстанції

Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони живляться від мережі 380/220 В, яка отримує живлення від знижувальних трансформаторів. На двох трансформаторних підстанціях 35-750 кВ встановлюються два ТВП, потужність яких вибирається у відповідності з навантаженням, з урахуванням припустимою перевантаження при виконанні

ремонтних робіт та відмови одного з трансформаторів. Склад споживачів власних потреб представлений в таблиці 3.5.

Розрахункова потужність споживачів власних потреб підстанції визначається за виразом, кВА

$$S_{расч} = k_c \cdot S_{уст}, \quad (1.9)$$

де k_c - коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності і завантаження, приймається рівним 0,85.

Разом повна встановлена потужність СН, кВА

$$S_{вст} = \sqrt{P_{вст}^2 + Q_{вст}^2} = \sqrt{379^2 + 9,9^2} = 379,1 \text{ кВА}$$

Визначимо розрахункову потужність:

$$S_{розр} = 0,85 \cdot 379,1 = 322,24 \text{ кВА}.$$

Потужність трансформатора визначається:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_{ав} \cdot (n - 1)} \quad (1.10)$$

де $S_{розр}$ – сумарна розрахункова потужність споживачів СН, кВА;

$k_{ав}$ - коефіцієнт аварійного перевантаження, $k_{ав} = 1,4$;

n - кількість трансформаторів.

$$S_T = \frac{S_{расч}}{1,4} = \frac{322,24}{1,4} = 230,17 \text{ кВА}.$$

Вибираємо по [1], табл.3.4. трансформатор типу ТМЗ-40/10.

Таблиця 1.5 – Власні потреби підстанції

Власні потреби підстанції	потужність, кВт			Cosφ	Навантаження	
	Одиниць	Р _{уд} , кВт /од	Всього		Р _{ус}	Q _{ус}

1.4. Вибір запобіжників

Для захисту ТВП використовуємо запобіжники. Вибір запобіжників проводиться:

- за напругою установки $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$;
- по струму $I_{\text{ном}} < I_{\text{ном}}$, $I_{\text{мах}} < I_{\text{ном}}$;
- по конструкції і роду установки;
- по струму відключення $I_{\text{по}} < I_{\text{відкл.ном}}$,

де $I_{\text{відкл.ном}}$ - граничний струм, що відключається, А.

Знайдемо номінальний струм трансформатора на високій стороні:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 14,43 \text{ А.}$$

Максимальний струм для запобіжника буде струм на 40-50% більше номінального, через струму намагнічування:

$$I_{\text{мах}} = I_{\text{ном}} \cdot 1,5 = 14,43 \cdot 1,5 = 21,64 \text{ А.}$$

Напруги установки: $U = 10 \text{ кВ}$.

Обираємо по [3], табл. 5.4. запобіжник типу ПК102-6-31,5-31,5УЗ.

$$I_{\text{мах}} = 21,64 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{по}} = 14,246 \text{ кА} < I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА.}$$

Вибраний запобіжник відповідає умовам вибору.

1.5. Вибір струмоведучих частин 10 кВ

Виберемо шини на 10 кВ. Шини маємо з вершин прямокутного трикутника. Відстань між фазами 0,8 м і прольотом $l = 2 \text{ м}$.

Перевірка по допустимому струму ($I_{\text{мах}} < I_{\text{доп}}$):

$$I_{\text{мах}} = \frac{S_4}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1154,7 \text{ А.}$$

Збірні шини по економічній щільності струму не вибирають, тому переріз шини вибираємо по допустимому току. Приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу 80×10 с $I_{\text{доп}} = 1480$ А.

Дані шини необхідно перевірити на термічну стійкість. Перевірка проводиться за умовою:

$$q_{\text{мин}} \leq q_{\text{розрах}} \quad (1.10)$$

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (1.11)$$

де B_k – термічний імпульс к. з., визначається за формулою (1.6).

$Z = 90$, постійна для алюмінію.

Термічний імпульс для шин дорівнює термічному імпульсу для вимикачів $B_k = 104,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Визначимо мінімально можливий переріз:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{104,52}}{90} \cdot 10^3 = 113,59 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{мин}} = 113,59 \text{ мм}^2 \leq q_{\text{розрах}} = 800 \text{ мм}^2$$

На термічну стійкість шини проходять.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість здійснюється за формулою [8, стр.231]:

$$f_0 \leq 30, \quad f_0 \geq 200 \text{ Гц}, \quad (1.12)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (1.13)$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами, м;

J - момент інерції поперечного перерізу шини.

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{8 \cdot 1^3}{12} = 0,66 \text{ см}^3,$$

де b – товща шини, см;

h – ширина шини, см;

q - поперечний переріз шини, см^2 .

$$f_0 = \frac{173.2}{2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,66}{8}} = 12,43 \text{ Гц.}$$

Так як $f_0 \leq 30$ Гц, то шини проходять по динамічній стійкості.

Механічний розрахунок шин.

Шини є механічно міцними при виконанні умови:

$$\sigma_{\text{розрах}} \leq \sigma_{\text{дод}},$$

де $\sigma_{\text{дод}}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин (для алюмінієвих шин 82,3 МПа за [8,таблиця 4-3]);

$\sigma_{\text{розрах}}$ – розрахункова напруга в матеріалі шин:

$$\sigma_{\text{розрах}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W_a},$$

де i_y – ударний струм, кА;

l – проліт між ізоляторами, м;

W_a – момент опору шини щодо осі, перпендикулярної до дії сили, см;

при розташуванні шин плазом:

$$W_a = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{8 \cdot 1^2}{6} = 1,33 \text{ см}^2;$$

$$\sigma_{\text{розрах}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{36260^2 \cdot 2^2}{1,33} = 68,49 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{розрах}} = 68,49 \leq \sigma_{\text{дод}} = 82,3.$$

Отже, шина механічно міцна.

Остаточно приймаємо: алюмінієві шини прямокутного перерізу 80x10 з $I_{\text{дод}} = 1480$ А.

Виберемо гнучкі струмопроводи для з'єднання КРП з силовими трансформаторами. Гнучкі струмопроводи для з'єднання трансформаторів з ЦРП 10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по колу в кільцях, обоймах.

Потужність, яка протікає по шинам, дорівнює:

$$S_{\text{мах}} = 20 \text{ МВА.}$$

Тоді робочий струм дорівнює:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1154,7 \text{ А.}$$

Визначаємо розрахунковий (економічний) перетин:

$$F_{\text{э}} = \frac{I}{j_{\text{э}}} = \frac{1154,7}{1,1} = 1049,7 \text{ мм}^2.$$

Перетин несучого проводу приймаємо:

$$F_{\text{НЕС}} = 0,15 \cdot F_{\text{э}} = 0,15 \cdot 1049,7 = 157,45 \text{ мм}^2$$

Приймаємо два несучих проводи типу АСО-150 з $I_{\text{дод}} = 440 \text{ А}$.

Тоді загальний перетин алюмінієвих проводів:

$$F_{\text{А}} = F_{\text{э}} - F_{\text{НЕС}} = 1049,7 - 2 \cdot 150 = 749,7 \text{ мм}^2$$

Приймаємо переріз алюмінієвих проводів А-150 з $I_{\text{дод}} = 440 \text{ А}$.

Визначимо кількість проводів:

$$n = \frac{F_{\text{А}}}{150} = \frac{749,7}{150} = 4,99 \approx 5$$

Перевіряємо вибраний струмопровід по допустимому струму:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{20000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1616,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{дод}} = 3080 \text{ А} > I_{\text{ав}} = 1616,6 \text{ А.}$$

Умова виконується, отже остаточно вибираємо струмопровід марки 2хАСО-150 + 5хА-150.

Виберемо кабелі для з'єднання шин з трансформаторами власних потреб.

Кабелі вибираються:

- за напругою установки $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$;

- з економічної щільності $q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{j_e}$;

- по нагріванню допустимим струмом $I_{\text{max}} \leq I_{\text{дон}}$;

Для живлення шин СН від ТСН приймаємо кабель із паперовою просоченою ізоляцією типу АСБ трижильний. Визначимо переріз по економічній щільності: з розрахунку вибору запобіжників

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{НОМ.ТР}} = 14,43 \text{ А.}$$

$$q_3 = \frac{14,43}{1,4} = 10,31 \text{ А.}$$

$$j_3 = 1,4 - \text{по [10, таблиця 4.7.]}$$

По [9, таблиця 7.4.] обираємо кабель АСБ-3х16 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}$ з урахуванням, що кабель прокладається в землі при температурі 15°C .

$$I_{\text{max}} = 21,64 \text{ А} < I_{\text{дод}} = 75 \text{ А};$$

За умовою нагріву максимальним струмом вибраний кабель проходить, остаточно вибираємо кабель АСБ-3х16.

1.6. Вибір трансформаторів струму і напруги (ТА)

Вибір (ТА) проводиться за наступними умовами:

- по струму: $I_{\text{роб.мах}} < I_{\text{НОМ}}$;
- по напрузі установки: $U_{\text{уст}} < U_{\text{НОМ}}$;
- по конструкції і класу точності;
- по динамічній стійкості: $i_y \leq I_{\text{дин}}$,
- по термічній стійкості:

$$B_k \leq t_k \cdot (k_T \cdot I_{\text{НОМ}})^2,$$

де k_T - кратність термічної стійкості (довідкові дані);

t_T - час протікання струму термічної стійкості;

B_k - розрахунковий імпульс квадратичного струму к. з..

- по вторинному навантаженні:

$$Z_2 < Z_{\text{НОМ}},$$

де $Z_{\text{ном}}$ - номінально-припустиме навантаження в обраному класі точності;
 Z_2 - вторинне навантаження ТА.

Індуктивний опір вторинних ланцюгів невеликий, тому

$$Z_2 \sim r_2,$$

де :

$$r_2 = r_{\text{приб.}} + r_{\text{пров.}} + r_{\text{к.}},$$

де $r_{\text{приб.}}$ - опір приборів;

$r_{\text{пров.}}$ - опір вимірювальних проводів;

$r_{\text{к.}}$ - перехідний опір контактів;

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

де $I_{2\text{ном}}$ - номінальний вторинний струм;

$S_{\text{приб.}}$ - потужність приборів.

$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ - при малій кількості приладів;

$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - при великій кількості приладів;

$r_{\text{пров.}}$ - залежить від довжини і перерізу з'єднувальних проводів.

Вибір трансформаторів струму на відхідних лініях зводимо в таблицю 1.6.

Максимальний струм вибираємо з таблиці 2.3. $I_{\text{max}} = 486,71 \text{ А}$.

Таблиця 1.6 – Вибір трансформаторів струму на відхідних лініях

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 486,7 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{у}} = 36,26 \text{ кА}$	$I_{\text{мдин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{у}} \leq I_{\text{мдин}}$
$B_{\text{к}} = 104,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot K_{\text{Т}} = 2976,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}} \cdot I_{\text{Т}}^2$

Прилади, приєднані до трансформатора струму, вказані в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Прилади на відхідних фідерах

Найменування	Кіл-ть	Навантаження фази,ВА		
		А	В	С
Амперметр	1	0,1	0,1	0,1
Лічильник реактивної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Разом:		5,1	0,1	5,1

Перевірку за припустимим навантаженням виробляємо для найбільш завантаженого трансформатора.

Опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,1}{25} = 0,204 \text{ Ом.}$$

Номінальне вторинне навантаження в класі точності 0,5 $Z_2 = 0,4 \text{ Ом.}$

Приймаємо ТЛК-10-3 УЗ.

Опір контактів приймаємо $r_k = 0,05$ (так як підключається тільки три прилади).

Визначаємо допустимий опір проводів: $r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом.}$

Перетин проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,146} = 1,679 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності мінімальний переріз дорівнює $2,5 \text{ мм}^2$, тому приймаємо перетин дроту $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Контрольний кабель типу АКВРТ з трьома жилами перетином $2,5 \text{ мм}^2$.

Вибір трансформаторів струму на секційному вимикачі зводимо в таблицю 1.8.

Максимальний струм $I_{\text{max}} = 769,8 \text{ А.}$

Таблиця 1.8 – Вибір трансформаторів струму на секційному вимикачі

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 769,8 \text{ А}$	$I_n = 800 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{мдин} = 81 \text{ кА}$	$I_y \leq I_{мдин}$
$B_k = 104,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot K_T = 2976,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq K_T \cdot I_T^2$

Прилади, приєднані до трансформатора струму, вказані в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Прилади на секційному вимикачі

Найменування	Кількість	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	1	0,1	0,1	0,1
Всього:		0,1	0,1	0,1

Перевірку за припустимим навантаженням виробляємо для найбільш завантаженого трансформатора.

Опір приладів:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Номинальне вторинне навантаження в класі точності 0,5 = 0,4 Ом.

Приймаємо ТЛК-10-3 УЗ.

Опір контактів приймаємо $r_k = 0,05$ (так як підключається тільки три прилади).

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,004 - 0,05 = 0,346 \text{ Ом.}$$

Перетин проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,346} = 0,71 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності мінімальний переріз дорівнює $2,5 \text{ мм}^2$, тому приймаємо перетин дроту $S = 2,5 \text{ мм}^2$. Контрольний кабель типу АКВРТ з трьома жилами перетином $2,5 \text{ мм}^2$.

Вибір трансформаторів струму на вводах зводимо до таблиці 1.10.

Максимальний струм $I_{\max} = 1539,6 \text{ А}$.

Таблиця 1.10 – Вибір трансформаторів струму на вході

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\max} = 1539,6 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{\text{мдин}} = 100 \text{ кА}$	$I_y \leq I_{\text{мдин}}$
$B_k = 104,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot K_T = 3675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq K_T \cdot I_T^2$

Прилади, приєднані до трансформатора струму, вказані в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Прилади на ввідному вимикачі

Найменування	Кількість	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	1	0,1	0,1	0,1
Лічильник реактивної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Разом:		5,1	0,1	5,1

Перевірку по припустимому навантаженні виробляємо для найбільш завантаженого трансформатора.

Опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,1}{25} = 0,204 \text{ Ом.}$$

Номинальне вторинне навантаження в класі точності 0,5 $Z_2 = 0,4 \text{ Ом}$.

Приймаємо ТШЛК-10-3 УЗ.

Опір контактів приймаємо $r_k = 0,05$ (так як підключається тільки три прилади).

Визначаємо допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом.}$$

Перетин проводів:

Тоді навантаження вторинних ланцюгів TV дорівнює:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{52,5^2 + 128,5^2} = 138,81 \text{ ВА}$$

Вибираємо трансформатор типу НАМИ-10 УЗ. $S_{2\text{ном}}=200 \text{ ВА}$ при класі точності 0,5.

Висновки

В результаті проведених розрахунків були обрані:

- вакуумні вимикачі на стороні 10 кВ, які встановлені у шафи ШВВ комплектно розподільного пристрою КРП. На відхідних лініях SION 3AE5, на секційному - SION 3AE5, на ввідних – SION 3AE5;
- трансформатори власних потреб типу 2 х ТМЗ-40/10 напругою 10/0,4;
- для живлення шин СН обраний тип кабелю АСБ 3х16;
- запобіжники типу ПК102-10-31,5-31,5УЗ для захисту ТВП;
- алюмінієві шини прямокутного перерізу 80х10 для установки в КРП, також струмопровід для з'єднання трансформаторів і шин КРП марки 2хАСО-150 + 5хА-150

2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЦРП 10 кВ.

2.1.Вимоги до РЗ розподільчих ПС 110/10 кВ.

В процесі експлуатації енергетичних систем на електрообладнанні електростанцій, електричних мережах і установках споживачів електроенергії можуть виникати пошкодження і ненормальні режими, які порушують їх роботу. Більшість пошкоджень супроводжуються різким збільшенням струмів і зниженням напруги в елементах системи.

Основним видом електричної автоматики є релейний захист, без якої неможлива нормальна робота енергосистеми. Вона тісно пов'язана з іншими видами електричної автоматики, призначеної для запобігання розвитку аварійних порушень і швидкого відновлення нормального режиму роботи електричної мережі та електропостачання споживачів: автоматичного повторного включення, автоматичного введення резервних джерел живлення, автоматичного частотного розвантаження і т. д.

2.1.1. Захист силових трансформаторів 110/10 кВ

1. Для трансформаторів передбачаємо пристрої релейного захисту від пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

- а) замикання багатofазні в обмотках та на виводах;
- б) В мережі з глухозаземленою нейтраллю замикання однофазних на землю в обмотці і також на виводах, приєднаних;
- в) міжвиткове замикання у обмотках;
- г) зумовлені зовнішніми КЗ збільшення струм у обмотках,;
- д) зумовлених перевантаженням збільшення струм у обмотках,;
- е) зниження рівня масла;

2. Треба передбачати для трансформаторів потужністю 6,3 МВА і більше газовий захист від пошкоджень кожуха, від зниження рівня масла, що

супроводжуються виділенням газу;

Газовий захист повинен діяти на сигнал у разі інтенсивного газоутворення і подальшого зниження рівня масла на вимкнення.

Використання реле тиску забезпечить захист від пошкоджень кожуха трансформатора при виділенні газу.

Використання реле рівня забезпечить захист від зниження рівня масла в розширювачі трансформатора.

Також потрібно передбачати реле тиску та газове реле, для захисту вибірників, та контакторного пристрою РПН з розривом дуги в маслі.

Потрібно передбачити можливість переведення дії вимикаючого елемента газового захисту на сигнал та виконання окремої сигналізації від сигнального та виникаючого елементів газового реле (вони відрізняється характером сигналу).

3. Від внутрішніх пошкоджень і також від пошкоджень на виводах, потрібно передбачати захист:

а) На трансформаторах потужністю 6,3 МВА і більше подовжній диференціальний струмовий захист без витримки часу, та на трансформаторах потужність яких 4 МВА за паралельної роботи з метою селективного вимкнення пошкодженого трансформатора.

б) Якщо не передбачається диференціального захисту потрібна струмова відсічка(СВ) без витримки часу, котру встановлюють з боку живлення і котра охоплює частину обмотки трансформатора.

Зазначені захисти повинні діяти на відключення трансформатора.

4. Диференціальний подовжній струмовий захист повинен застосовуватися разом спеціальними реле струму, відрегульованих від стрибків струму та намагнічення, сталих та перехідних струмів небалансу.

Подовжній диференціальний захист має бути виконаним таким чином, щоб в зону його дії входили з'єднання трансформатора та збірними шинами.

Допускається використовувати вбудованих у трансформатор, за наявності захисту трансформаторів струму для диференціального захисту, що

забезпечує вимикання (з потрібною швидкією) КЗ у з'єднаннях трансформатора та збірними шинами.

5. На газовий та диференціальний захист трансформаторів не можна покладати функції датчиків пуску установки пожежогасіння. Пуск системи пожежогасіння зазначених елементів повинен здійснюватися спеціальним пристроєм виявлення пожежі.

6. На трансформаторах потужністю від 1МВА зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, повинні бути передбачені такі як захист від струмів в обмотках, та захист з дією на вимикання, для знижувальних трансформаторів максимальний струмовий захист (МСЗ) з комбінованим пуском напруги або без нього.

На трансформаторах потужних знижувальних за наявності двостороннього живлення можливе застосовування струмового захисту зворотної послідовності максимального струмового захисту (МСЗ) з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ та від несиметричних КЗ.

При виборі струму спрацьовування (МСЗ)-максимального струмового захисту потрібно враховувати можливі струми перевантаження, струм само запуску електродвигунів, що живляться від трансформаторів, та вимкнення паралельно працюючих трансформаторів і.

7. Зумовлені зовнішніми багатофазними КЗ, слід встановлювати захист від струмів:

- з боку основного живлення -на трансформаторах з двома обмотками;
- з боку живлення та з боку кожної секції - на знижувальному трансформаторах з двома обмотками, який живить окремо секції, що працюють;
- з боку нижчої напруги на трансформаторах з двома обмотками і з боку нижчої та середньої напруги на трансформаторах з трьома обмотками - на боці вищої напруги у разі застосування накладних трансформаторів струму.

8. Захист від однофазних замикань на землю, виконується як правило, з

використанням трансформаторів струму нулової послідовності. Захист у першу чергу повинен реагувати на сталі замикання на землю, допускається також застосовувати пристрої, ті що реєструють короточасні замикання.

Захист від однофазних замикань на землю, який діє на вимкнення без витримки часу, повинен вимикати тільки елемент, котрий живить пошкоджену ділянку; при цьому передбачається як резервний захист, що виконується у вигляді (ЗНП)-захисту нулової послідовності з витримкою часу біля 0,5 с, та діє на вимкнення всієї електрично системи (секції) шин або живильного трансформатора.

9. На трансформаторах потужністю від 0,4 МВА потрібно передбачати максимальний струмовий захист (МСЗ) від струмів, зумовлених перевантаженням, також з дією на сигнал.

Для підстанцій там де нема постійного чергування персоналу допускається передбачати дію даного захисту на автоматичне вимкнення або розвантаження (якщо іншими засобами неможливо ліквідувати перевантаження).

2.2.2. Захист шин на секційному та обхідному шиноз'єднувальному вимикачах.

1. На шинах ліквідація КЗ повинна здійснюватися дією захистів від зовнішніх КЗ трансформаторів та захистів установлених на шиноз'єднувальному або секційному вимикачі. Спеціальні пристрої релейного захисту для подвійної та одиночної секційної систем шин 10 кВ знижувальних підстанцій, не слід передбачати як правило.

2. При наявності вбудованих у вимикачі трансформаторів струму, для диференціального захисту шин а також для захистів приєднань, що відходять від даних шин, для того щоб пошкодження у вимикачі входили в зону дії даних захистів, повинні використовуватися трансформатори струму, та розміщуватися з різних боків вимикача.

3. Захист шин виконується так, щоб у разі випробування пошкодженої системи чи секції шин без витримки часу забезпечувалося селективне вимкнення системи (секції).

4. На шино-з'єднувальному (секційному) вимикачеві 3-35 кВ передбачається двоступеневий струмовий захист від багатofазних КЗ.

2.2.2.1. Захист фідерів які відходять

На відхідних фідерах 10 кВ застосовуються:

- Струмова відсічка.
- Максимальний струмовий захист.
- Захист від замикань на землю.
- Пристрій автоматичного частотного розвантаження з частотним автоматичним повторним включенням. Призначений для відключення споживачів при виникненні дефіциту потужності, що супроводжується зниженням частоти та автоматичного повторного включення при відновленні частоти;
- Пристрій аварійного додаткового розвантаження по напрузі. Призначено при виникненні дефіциту потужності, що супроводжується зниженням напруги для відключення споживачів та автоматичного повторного включення при відновленні напруги.

Логічний захист шин (ЛЗШ), призначено для прискорення (МСЗ) введів або секційних вимикачів, який працює наступним чином: при К.З. на одній з КЛ-10 кВ МСЗ цієї КЛ виводить з роботи (ЛЗШ), при не поломках в пристроях РЗА, ЛЗШ автоматично вводиться в роботу з витримкою часу 0,5 с. відключає введення 10 кВ відповідної секції шин. При роботі захисту відхідних КЛ-10, (ЛЗШ) автоматично виводиться з роботи, при цьому працює (МСЗ).

2.2.2.2. Захист кабельних ліній у мережах напругою 10 кВ з ізольованою нейтраллю

1. У мережах 3-10 кВ для ліній з ізольованою нейтраллю, від однофазних та багатофазних замикань на землю, потрібно передбачати пристрої релейного захисту

2. Захист від багатофазних замикань потрібно передбачати в двофазному виконанні та вмикати в ті самі фази по всій мережі цієї напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків замикань на землю тільки одного місця пошкодження.

Залежно від вимог чутливості та надійності захист має бути виконаним одно-, дво- або трирелейним.

3. Від багатофазних замикань повинно встановлюватися, як правило, двоступеневий струмовий захист на одиночних лініях з одностороннім живленням, перший ступінь котрого виконано у вигляді струмової відсічки, та другий - у вигляді максимального струмового захисту, з залежною незалежною або характеристикою витримки часу.

4. Захист від однофазних замикань на землю потрібно виконувати у вигляді:

селективного захисту (котрий встановлює пошкоджений напрям), котрий діє на сигнал;

селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрям), коли це необхідно за вимогами безпеки діє на вимкнення,

захист повинен встановлюватись на живильних елементах по всій електрично зв'язаній мережі;

пошук пошкодженого елемента потрібно виконувати спеціальними пристроями; допускається пошук пошкоджений елемент почерговим вимкненням приєднань.

5. Від однофазних замикань на землю захист потрібно виконувати, як

правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. У першу чергу захист повинен реагувати на сталі замикання на землю; допускається застосовувати пристрої, ті що реєструють короточасні замикання. Захист від однофазних замикань на землю, повинен діяти на вимкнення без витримки часу та повинен вимикати тільки елемент, той що живить пошкоджену ділянку; при тому повинен бути передбаченим такий резервний захист, що виконується у вигляді (ЗНП)-захисту нульової послідовності з витримкою часу біля 0,5 с, та діє на вимкнення всієї електрично зв'язаної мережі - системи (секції) шин.

2.3. Релейний захист та автоматика ЦРП 10 кВ при ГПП «Промвузол»

2.3.1. Релейний захист силового трансформатора

Диференційний захист встановлений на трансформатор потужність якого становить 25МВА, параметри трансформатора занесені до таблиці 1.2. Нагрузка не більше 50% двигунів від потужності силового трансформатора. Дана підстанція живиться від ЛЕП 110кВ довжина якої становить 10км.

Коефіцієнт Трансформаторів струму на становить:

$$K_{тс}=150/5 - \text{сторона } 110 \text{ кВ}$$

$$K_{тс}=1500/5 - \text{сторона } 10 \text{ кВ}$$

Визначення встановлених трансформаторів струму (ТС)

$$0,1I_{ном.т.} \leq 0,1I_{ном.тт.} \leq 2,5I_{ном.т.}$$

Струми номінальні трансформатора силового

$$I_{ном.10} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376 \text{ А}$$

$$0,1 \cdot 125 \leq 150 \leq 2,5 \cdot 125$$

Отже ТС сторона 110 кВ умова виконуються

$$I_{ном.110} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125 A$$

$$0,1 \cdot 879 \leq 1500 \leq 2,5 \cdot 879$$

Отже ТС сторона 10 кВ умова виконуються

при повному насиченні опір трансформатора

$$X^{(1)*}_\sigma = 0,74 \cdot 10,4 / 100 + 0,094 = 0,168$$

Приведемо до базисних умов опір ЛЕП

$$X^{(6)} = \frac{115^2}{25} = 529 \text{ Ом}$$

нехтуємо активним опором тоді опір лінії

$$X_L = X_{уд} \cdot L$$

$$X_L = 0,41 \cdot 10 = 4,1 \text{ Ом}$$

$$X^*_L = \frac{13,1}{529} = 0,025$$

Отже опір контуру включення буде

$$X^* = 0,025 + 1,1 \cdot 0,168 = 0,21$$

опір контуру включення в іменованих одиницях

$$X^* = 0,21 \cdot 529 = 112,7 \text{ Ом}$$

значення кидка струму намагнічування амплітудне

$$I_{ампл} = \sqrt{2}U_{лін}(1 + A) / \sqrt{3}(X * c + K1 \cdot X^{(1)*} \epsilon) Xб$$

Де $A=39$

Отже:

$$I_{ампл} = \sqrt{2} \cdot 115(1 + 39) / \sqrt{3} \cdot 112,7 = 1156 A$$

значення номінального струму по відношенню до амплітудного, кратність струму становить

$$K_{тт} = 1156 / \sqrt{2} \cdot 150 = 5,46 < 6,7$$

За умови ТС сторони 110 кВ крайня кратність повинна бути $K_{10} > 20$

при заданому навантаженню крайня кратність ТС

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм}$$

в струмових колах перехідний опір становить

$$R_{пер} = 0,05 \text{ Ом}$$

вхідний опір терміналу становить

$$R_{вх.терм} = 0,01$$

опір контрольного кабелю становить

$$R_k = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{нагр} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

Умови відстройки від стрибка струму намагнічування виконуються

За умовами відстройки від перехідних процесів

Крайня кратність приведена

$$K' = K_{10} \cdot \frac{I_{1ном.т.т}}{I_{1ном.т}}$$

$$K' = 20 \cdot \frac{125,6}{150} = 16,7 < 24$$

Отже за кривими крайньої кратності $K_{10}=24>20$

Перевіряємо можливість самоадаптуючого гальмування

$$I_{бр.нам(ампл)} = 1156 A$$

$$I_{бр.нам(ампл)} < 8 \cdot I_{ном.т}$$

$$\frac{I_{бр.нам(ампл)}}{I_{ном.т}} = \frac{1156}{125,6} = 9,2$$

Отже приміряємо традиційне гальмування

Визначаємо мінімальний струму спрацювання

$$I_{сз} \succ 1,1(\kappa_{пер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег.}}{1 - \Delta U_{рег.}} + 0,02)I_{кз}$$

Де: $\kappa_{пер}=1,0$

$$I_{ds} \succ 1,1(1,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02) = 0,34$$

Отже приймаємо до установки $I_{ds} = 34\%$

Крутизна першого нахилу ділянки характеристики

$$\frac{I_{dt}}{I_t} \succ 1,1(\kappa_{пер} \cdot 0,1 + \frac{\Delta U_{рег.}}{1 - \Delta U_{рег.}} + 0,02)$$

$$\frac{I_{dt}}{I_t} \succ 1,1(2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02) = 0,41$$

$$\frac{I_{dt}}{I_t} = 41\%$$

Розрухуємо точку зміни крутизни гальмуючої характеристики - SLP

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot (\min(I_{бр.нам1*}; I_{бр.нам2*}))^{4/3} \cdot \frac{I_d}{I_t}$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 5,463 / 3 \cdot 0,45 = 5,25$$

Приймаємо $SLP = 5$

Розрахуємо крутизну другого нахилу частини тормозного шляху

$$\frac{Id}{It2} = 65\%$$

Розраховуємо струм спрацювання диференціальної відсічки

$$I_{d \max} \succ k_{отс} \cdot \max(I_{бр.нам1*}; I_{бр.нам2*})$$

$I_{бр.нам1*}$ - амплітудне первинне значення скачку струму
намагнічення зі сторони першої обмотки силового трансформатору

$I_{бр.нам2*}$ - амплітудне первинне значення скачку струму
намагнічення зі сторони другої обмотки силового трансформатору

Відстройка від значення максимального струму зовнішнього КЗ

$$I_{d \max} = k_{отс} \cdot k_{нб} \cdot I_{кз.макс}$$

Де:

коефіцієнт відстройки $k_{moc} = 1,4$

$k_{нб} = 0,7$ коефіцієнт рівний першій гармоніці струму небалансу амплітуди до періодичної складової амплітуди зовнішнього струму КЗ, якщо встановлено ТС із вторинними струмами 5А

$I_{кз.макс}$ – значення максимальної періодичної складової струму зовнішнього КЗ.

$$I_{dмакс} = 1,4 \cdot 0,7 \cdot 8,9 = 7,476 \text{ кА}$$

2.3.2. МСЗ на стороні 10кВ

Струм спрацювання максимального струмового захисту (МСЗ) на стороні 10 кВ із трансформаторами струму з'єднаними фаза-фаза.

Струм спрацювання захисту за умовою не спрацювання захисту при після аварійних перевантажень

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{с.з.п.}}{k_{пов}} \cdot 1,4 \cdot I_{нт}$$

Де:

коефіцієнт надійності $k_n = 1,1 [3];$

коефіцієнт самозапуску електродвигунів $k_{с.з} = 1,1 [3];$

коефіцієнт повернення $k_{пов} = 0,93 [3];$

номінальний струм трансформатора $I_{нт}$.

$$I_{нт} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}$$

$$I_{нт} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374 A$$

$$I_{сз} \geq \frac{1.1 \cdot 1.1}{0.93} \cdot 1.4 \cdot 1374 = 2502 A$$

узгодження попередніх елементів максимального струмового захисту секційного вимикача 10кВ з захистом:

$$I_{сзн} \geq k_{нузг} \cdot I_{сз.св}$$

$$I_{сзн} \geq 1,2 \cdot 1561 = 1873 A$$

Отже струм спрацювання захисту $I_{сз} = 1873 A$

Вибіраємо час спрацювання

Час спрацювання максимального струмового захисту з узгодженням з попередньою витримкою на вимикачі секційному (найбільша витримка часу)

$$t_{сз} = t_{сз}^{св} + \Delta t$$

де ступінь селективності МСЗ $\Delta t = 0.3 сек$ [9]

$$t_{сз} = 0.6 + 0.3 = 0.9 c$$

2.3.3. Максимальний струмовий захист на стороні 110кВ

Струм спрацьовування захисту за умовою не спрацювання захисту при після аварійному перевантаженні

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{с.з.н.}}{k_{нов}} \cdot 1.4 \cdot I_{нт}$$

Де:

коефіцієнт надійності	$k_n = 1.1;$
коефіцієнт самозапуску електродвигунів	$k_{c.з} = 1.1;$
коефіцієнт повернення	$k_{пов} = 0.93;$
номінальний струм трансформатора	$I_{нт}.$

$$I_{нт} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}$$

$$I_{нт} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125 A$$

$$I_{сз} \geq \frac{1.1 \cdot 1.1}{0.93} \cdot 1.4 \cdot 125 = 227 A$$

Узгодження з захистом попередніх елементів максимального струмового захисту трансформатора зведений до сторони 110 кВ):

$$I_{сз} = k_{узг} \cdot I_{сз.т} \cdot \frac{11}{115}$$

Де:

коефіцієнт узгодження з попередніми захистами $k_{узг} = 1.2;$

струм спрацювання на стороні НН $I_{сз.т} = 1873 A$

$$I_{сз} = 1.2 \cdot 1873 \cdot \frac{11}{115} = 214 A$$

Отже струм спрацювання захисту $I_{сз} = 214 A$

на шинах 110кВ чутливість при двофазному КЗ в мінімальному режимі системи буде:

$$k_q = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{c3}}$$

де:

двофазне КЗ на стороні ВН трансформатора $I_{K3min}^{(2)}$;

$$I_{K3min}^{(2)} = 0,865 \cdot I_{K31min}^{(3)}$$

трифазне КЗ в точці К1 на стороні ВН трансформатора $I_{K31min}^{(3)} = 8,91 \text{ кА}$

$$I_{K3min}^{(2)} = 0,865 \cdot 8910 = 7707 \text{ А}$$

$$k_q = \frac{7707}{600} \geq 1,5$$

Вибіраємо час спрацювання захисту

Час спрацювання максимального струмового захисту з узгодженням з попередньою витримкою на вимикачі секційному (витримка часу найбільша)

$$t_{c3} = t_{c3}^{HH} + \Delta t$$

де ступінь селективності МТЗ $\Delta t = 0.3 \text{ сек}$

$$t_{c3} = 0.9 + 0.3 = 1.2 \text{ с}$$

2.3.3.1. Захист від перевантаження трансформатора.

Захист встановлюється на стороні 10 кВ, і відключає трансформатор зі сторони 10 кВ. Перевантаження трансформатора за звичайних умов симетричне, отже захист від перевантаження виконується за допомогою (МСЗ) максимального струмового захисту, включеного на струм однієї фази . Також захист діє з витримкою часу на сигнал.

Отже струм спрацьовування захисту:

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot I_{ном}}{k_{нов}} = \frac{1.05 \cdot 1312}{0.93} = 1481 A$$

Приймаємо час спрацювання захисту 9,0 с із з дією на відключення.

2.3.4. Захист секційного вимикача

(МСЗ) Максимальний струмовий захист

час спрацювання захисту

Час спрацювання захисту вибирається за умовою узгодження з часом максимального струмового захисту розподільчого кабелю.

$$t_{cз} = t_{cз}^{pk} + \Delta t$$

Де:

ступінь селективності МСЗ $\Delta t = 0.3 \text{сек}$

$$t_{cз} = 0.3 + 0.3 = 0.6 \text{с}$$

Вибираємо струм спрацювання захисту

Забезпечення пропуску навантаження, має бути допустиме згідно тепловим режимам кабельної мережі

$$I_{c.з.} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{дл.доп.}$$

де $I_{дл.доп.} = 3400 A$ допустимий тривалий струм, в секційній перемичці який витримує кабель

$$I_{с.з.} \geq \frac{1.1}{0.93} \cdot 3400 = 4021 A$$

Забезпечення пропуску навантаження максимального .

Розглядається навантаження максимальне, яке пропускається через секційний вимикач в аварійному режимі після роботи АВР або кабель зв'язку

$$I_{с.з.} \geq \frac{\kappa_H \cdot \kappa_{с.з.}}{\kappa_B} \cdot I_{н.макс}$$

Де:

максимальний струм що протікає через вимикач секційний

$$I_{н.макс} = 1200 A$$

$$I_{с.з.} \geq \frac{1.1 \cdot 1.1}{0.93} \cdot 1200 = 1561 A$$

Визначимо узгодження із захистом попередніх елементів.

$$I_{сзн} \geq k_{узг} \cdot I_{сз.каб.}$$

Де: коефіцієнт надійності узгодження $k_{узг} = 1.3$.

$$I_{сзн} \geq 1.3 \cdot 969 = 1259 A$$

найбільший струм вибирається за струм спрацювання $I_{с.з.} = 1561 A$

Розрахунок коефіцієнта чутливості для максимального струмового захисту як резервного захисту

$$k_q = \frac{I_{КЗ2.мін}^{(2)}}{I_{сз}} > 1.2$$

Струмова відсічка(СВ)

Знаходимо мінімальний струм двофазного КЗ.

$$I_{K32.min}^{(2)} = 0.865 \cdot I_{K2}$$

$$I_{K32.min}^{(2)} = 0.865 \cdot 11500 = 9947 A$$

Уставка (СВ) на шинах 10кВ порядку двох з умови забезпечення коефіцієнта чутливості захисту до двофазних КЗ.

$$I_{сз} = \frac{I_{к min}^{(2)}}{k_q}$$

$$I_{сз} = \frac{9947}{1,5} = 6631 A.$$

2.3.5. Релейний захист (РЗ) кабельних ліній (КЛ) 10 кВ

Струмова відсічка(СВ)

Струмова відсічка кабелю(СВк)

Струм спрацювання (СВ)

$$I_{с.з.} = I_{к.з.макс} \cdot \kappa_H$$

Де:

максимальний струм КЗ в фазі лінії , при КЗ. в точці КЗ $I_{к.з.макс} \cdot$

Діюче значення періодичної складової.

коефіцієнт надійності відстройки (СВк) та враховуючи похибку реле а тако його точність та неточність розрахунку КЗ

$$\kappa_H = 1.1$$

$$I_{с.з.} = 8.91 \cdot 1.1 = 9.8 кА$$

(МСЗч) Максимальний струмовий захист з витримкою часу

(МСЗч) кабелю

Вибираємо струм спрацювання захисту

Забезпечення пропуску навантаження, отже допустиме згідно тепловим режимам кабельної мережі

$$I_{с.з.} \geq \frac{\kappa_H}{\kappa_B} \cdot I_{дл.доп.}$$

Де:

коефіцієнт надійності $\kappa_H = 1.1$;

коефіцієнт повернення $\kappa_B = 0.93$;

для перерізу 120мм² кабелю АСБ тривалий допустимий струм
 $I_{дл.доп.} = 240 A$

$$I_{с.з.} \geq \frac{1.1}{0.93} \cdot 240 = 284 A$$

в аварійному режимі забезпечення пропуску максимального струму навантаження

$$I_{с.з.} \geq \frac{\kappa_H \cdot \kappa_{с.з.}}{\kappa_B} \cdot I_{н.макс}$$

Де:

коефіцієнт самозапуску електро двигунів $\kappa_{с.з.} = 1.1$;

максимальний струм навантаження $I_{н.макс} = 600 A$;

$$I_{с.з.} \geq \frac{1.1 \cdot 1.1}{0.93} \cdot 600 = 969.3 A$$

Отже вибираємо $I_{с.з.} = 969.3 A$

Захист струмовий від однофазних замикань на землю

Розрахуємо відстройку від власного ємнісного струму кабельної лінії :

$$I_{сз} = k_{відл} \cdot k_{стр} \cdot l \cdot I_{0C}$$

Де: коефіцієнт відлаштування $k_{відл} 1.1;$

коефіцієнт стрибка, що приймається рівним 2, та враховує стрибок струму ємності, коли захист діє без витримки в часі $k_{стр} = 2;$

ємнісний струм замикання на землю $I_{0C} = 1.589 A / км ;$

отже

$$I_{сз} = 1.1 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 1.589 = 1.4 A$$

2.3.6. Автоматичне повторне включення (АПВ)

Пристрій АПВ передбачають на збірних шинах підстанцій та вимикачах усіх повітряних, кабельно-повітряних ліній електропередач,.

Пристрої АПВ встановлюються на головних знижувальних підстанціях.

АПВ контролює наявність напруги на шинах ПС (АПВНН).

На кабельних лініях напругою 10 кВ, які відходять, повинне встановлюватися частотне АПВ (ЧАПВ).

Пуск проводиться пристрою ЧАПВ при відновленні частоти до заданої.

Витримка часу АПВ з наступних умов:

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п} + t_{зап};$$

$$t_{АПВ} \geq 0,15 + 0,4$$

Де: час готовності приводу залежності від типу приводу $t_{г.п}=0,1-0,2$ с.

$$t_{АПВ} \geq t_{г.в} - t_{в.в} + t_{зап};$$

$$t_{АПВ} \geq 0,25 - 0,6 + 0,4$$

Де: час готовності вимикач $t_{г.в.а.}$

$$t_{г.в}=0,2-0,5;$$

час запасу, котра враховує погрішність реле часу АПВ; приймається рівної 0,3-0,5 сек. t_3

час включення вимикача $t_{в.в}=0,3 \div 1,0$ с.

$$t_{АПВ} \geq t_{д} + t_{зап};$$

$$t_{АПВ} \geq 0,2 + 0,4$$

Де: час деіонізації середовища приймаємо рівним $t_{д}=0,1 \div 0,3$ с.

$$t_{АПВ} \geq t_{с.з \min U} + t_{зап};$$

Де: час спрацьовування мінімальної напруги на двигунах не призначених для само запуску $t_{с.з. \min U}$.

$$t_{с.з. \min U}=6 - 9 \text{ с.}$$

Приймаємо час запасу для всіх випадків рівним 0,5 с.

$$t_{АПВ} \geq 7,5 + 0,5$$

2.3.7. Автомат включення резерву

АВР на секційному вимикачі 10кВ

Захист мінімальної напруги

Вибираємо наступні уставки для захисту мінімальної напруги:

- напруга спрацювання (секція шин 10кВ);
- час спрацювання - час між моментом зникнення напруги на ділянці мережі, що захищається, та подачею на відключення вимикача основного живлення імпульсу;
- здійснення контролю наявності напруги на резервному джерелі живлення.

Напруга спрацювання

При захисті мінімальної напруги потрібно забезпечити, щоб вона по можливості не приводилась в дію при пошкодженнях в мережі живлення 35—220 кВ, а також не повинна спрацьовувати при перегоранні запобіжників в ланцюгах напруги. Тому прийнято настраювати напругу спрацювання реле порядку $0,4U_{ном}$.

Напруга спрацювання мінімального реле напруги становить:

$$U_{cp} = 0.4 \times U_{ном}$$

$$U_{cp} = 0.4 \cdot 10 = 4 \text{ кВ}$$

Напруга контролю(НК)

Уставку контролю наявності напруги потрібно приймати ближче до номінальної напруги, тому що при підключенні нового навантаження до резервного джерела повинно забезпечуватись самозапуск загальмованих двигунів.

Приймаємо напругу спрацювання реле:

$$U_{cp} = 0.7 \times U_{ном}$$

$$U_{cp} = 0.7 \times 10 = 7 \text{ кВ}$$

Вибираємо час спрацювань захисту мінімальної напруги

Час вибирається так, щоб вона не повинна встигнути допрацювати і подіяти на відключення в АПВ або АВР живлячого джерела.

Отже захист узгоджується з циклом АПВ живлячої лінії.

ЖЛ-Живляча лінія має два ступені захисту струмова відсічка (СВ) та максимальний струмовий захист (МСЗ) причому лінія повністю захищається струмовою відсічкою з часом спрацьовування захисту $t_{сз} = 0,1с$, отже приймаємо $t_{зах} = 0,1с$.

Отже час включення вимикачів 10 кВ—0,05с, також час відключення вимикачів 10кВ—0,025с. а час включення вимикачів 110кВ—0,12с, також час відключення вимикачів 110кВ—0,065с.

$$t_{\min \text{ зах}10} \geq t_{зах} + t_{АПВ} + t_{відкл} + t_{вкл} + \Delta t_{АПВ} + \Delta t_1 + t_{зан}$$

$$t_{\min \text{ зах}10} \geq 0,1 + 3,0 + 0,065 + 0,12 + \\ + 0,125 + 0,125 + 1,0 = 4,535с;$$

приймаємо $\Delta t = 4,5с$.

Висновки

Пристрої релейного захисту і автоматики за принципом дії, місцем установки, настройкою, умовами резервування і вихідним діям повинні відповідати схемам і режимам роботи системи електропостачання. •

Відповідно до вимог ПУЕ, але ц апаратура фізично зношена, її характеристики відстають від сучасних вимог по точності, енергоспоживанню, можливості працювати в екстремальних умовах. Тому необхідно виконати модернізацію підстанції з використанням сучасної бази.

3. ВИБІР І РОЗРАХУНОК УСТАВОК

3.1. Загальна характеристика мікропроцесорних терміналів захистів REF 615

Цифрові пристрої захисту володіють багатьма перевагами: безперервна самодіагностика, зв'язок з комп'ютером, реєстрація параметрів захищеного елемента, простота налагодження та обслуговування та ін. Нове покоління релейного захисту володіє різним ступенем гнучкості. Це дозволяє виконувати ці пристрої так званими універсальними, без пропорційного нарощування апаратних засобів. Термінал захисту фідерів REF 615 фірми ABB є частиною системи автоматизації підстанцій. Він призначений для захисту, управління, вимірювання та контролю в електромережах середньої напруги. Їх також можна використовувати з різними видами розподільних пристроїв, в тому числі з одиночною системою шин, та з подвійною системою шин або з дубльованими системами. Функції захисту даного терміналу також призначені для різних типів мереж: компенсованою нейтраллю, з ізольованою нейтраллю, та частково заземлені мережі.

Функціональні можливості терміналу REF 615 залежать від апаратної конфігурації, а також від зворотного рівня функціональності. З широкого спектру функцій і управління можна вибрати необхідні функції захисту, вимірювання та контролю якості електроенергії, контролю стану, і загальних функцій та функцій зв'язку в межах можливостей підключення, враховуючи загальне навантаження на центральний процесор. Комбінація необхідних функцій порівняно з традиційним використанням окремих пристроїв забезпечує економічно вигідні рішення і разом з конфігуруванням реле дозволяє легко адаптувати термінали захисту фідерів REF 615 до різних умов. НМІ функції управління за допомогою графічного дисплея в терміналі захисту фідерів відображає положення роз'єднувачів.

Крім того в автоматизовану систему управління (АСУ), термінал захисту фідерів дозволяє передавати інформацію про стан роз'єднувачів та вимикачів.

Керовані об'єкти, можна відключати та включати за допомогою АСУ. Інформація про сигнали управління та стан передаються по каналу зв'язку. Також можливо місцеве управління за допомогою передньої панелі терміналу захисту фідерів.

Термінал захисту фідерів REF 615 призначений для селективного захисту від короткого замикання та замикання на землю. Термінал захисту фідерів типу REF 615 має функції максимального струмового захисту (МСЗ) і ЗВЗ, його застосовують для струмового відсічення фідера МСЗ і захисту від замикання на землю у глухо заземлених, частково заземлених мережах з компенсованою та ізольованою нейтралю. При необхідності можливе виконання автоматичного повторного включення (АПВ). Також можуть бути виконані п'ять послідовних циклів АПВ. Крім цього, термінал REF 615 забезпечує функції захисту, наприклад, захист електродвигуна, тепловий захист від перевантаження, захист на основі контролю частоти і напруги.

Термінал REF 615 вимірює фазні струми, міжфазні або напруги на землю, струм нейтралі, залишкову напругу, частоту та коефіцієнт потужності. Значення активної і реактивної потужності розраховується на основі вимірюваних струмів і напруг. На основі вимірюваної потужності може бути обчислена електроенергія. Вимірювальні значення можуть контролюватися дистанційно і також на місці в первинних величинах.

Термінал захисту фідерів REF 615 при використанні функцій контролю стану контролює, наприклад, знос вимикача і тиск газу, зазначає тимчасові інтервали технічного обслуговування та реєструє час роботи.

3.2. Функції захисту терміналу захисту REF 541

Функції терміналу захисту фідерів REF 615 поділяються наступним чином:

- функції захисту;
- функції вимірювання;
- функції управління;

- функції контролю якості електроенергії;
- функції контролю стану;
- загальні функції;
- функції зв'язку;
- стандартні функції.

До функцій захисту відносяться:

- Трифазний захист від струмів небалансу для конденсатора;
- Функція АПВ (5 циклів);
- Захист від неповно фазного режиму;
- Спрямований захист від замикання на землю;
- Трифазний спрямований МТЗ;
- Трифазний спрямований на захист;
- Трифазний спрямований захист від перевантаження;
- Частотний захист;
- Захист від пониження напруги;
- Захист від підвищення напруги;
- Тепловий захист для кабелів і двигунів;
- Контроль синхронізму.

Термінал може вимірювати:

- Струм фази А,В,С;
- Струм замикання на землю;
- Лінійні та фазні напруги;
- Частота;
- Напруга нульової послідовності;
- Реактивна потужність;
- Активна потужність;
- Коефіцієнт потужності;
- Активна потужність нульової послідовності;
- Споживання реактивної енергії;
- Споживання активної енергії.

До особливостей REF 615 відносять функції самоконтролю. Отже термінал захисту REF 615 може контролювати електричний знос вимикача, контролювати справність відключення ланцюга, ланцюга вимірювання струму та напруги, подавати сигнал на панель при виникненні несправності.

3.3. Методика вибору та розрахунок уставок на відхідних лініях 10 кВ

Захист ліній 10кВ виконується ступінчастими струмовими релейний захист. Перша ступінь – струмова відсічка без витримки часу, друга ступінь – струмова відсічка з невеликим уповільненням і третя, найбільш чутливий щабель – (МСЗ)максимальний струмовий захист з витримкою часу. Часто буває неможливо на коротких лініях виконати триступеневий захист за умовою недостатньої чутливості першої або другої ступені. Тоді застосовують або дві ступені - відсічення без витримки часу і МСЗ, або один щабель – тільки МСЗ. Отже МСЗ на всіх лініях напругою до 35 кВ є обов'язковим захистом.

На ЦРП приймаємо до установки термінали захисту REF 615. Для захисту відхідних ліній будемо вибирати уставки для струмового відсічення, максимального струмового захисту (МСЗ), захисту від замикання на землю та захисту від перевантаження.

Кабельні лінії, в більшості випадків мають невелику довжину в порівнянні з повітряними лініями, отже питомий опір їх нижче. За цієї причини струм КЗ на початку та кінці лінії практично не відрізняється. Це робить неефективним застосування з залежною характеристикою захистів, за винятком узгодження захистів лінії із запобіжниками ПК, отже якщо буде визнано необхідним, забезпечити узгодження у всьому діапазоні струмів КЗ. Частіше таке погодження проводиться тільки при струмах КЗ у місці встановлення запобіжників, допустивши неселективну роботу при малоімовірних пошкодженнях усередині трансформатора. Струмова відсічка виходить не завжди, так як збудувавши її від струму КЗ в кінці лінії чи в місці

встановлення запобіжників, в місці установки захисту не вдається забезпечити її чутливість 1.5.

Завданням МСЗ є не тільки захищати лінію, на якій встановлена максимальний струмовий захист МСЗ, але також забезпечити далеке резервування у разі відмови захисту чи вимикача при пошкодженнях на нижчих (попередніх) лініях.

Струм спрацьовування МСЗ вибирається в амперах по трьом умовам:

- 1) спрацювання захисту при великих струмах тобто після відключення к. з. на попередньому елементі після аварійних перевантажень,;
- 2) узгодження чутливості захистів наступного і попереднього елементів;
- 3) забезпечення при КЗ достатньої чутливості в кінці елемента що захищається (основна зона) і в кінці кожного із попередніх елементів.

За першим з цих умов струм спрацьовування максимального струмового захисту МСЗ вибирається за виразом:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_v} \cdot K_{сзп} \cdot I_{роб.мах} \quad (3.1)$$

де K_n - коефіцієнт надійності неспрацювання захисту, що враховує погрішність та необхідний запас, $K_n = 1,1 \dots 1,2$;

K_v - коефіцієнт повернення максимум реле струму, $K_v = 0,95 \dots 0,98$;

$K_{сзп}$ - коефіцієнт самостійного запуску навантаження, що відображає збільшення робочого струму $I_{роб.мах}$ за рахунок пуску електричних двигунів, котрі загальмувалися під час короткого замикання. $K_{сзп} = 1,1 \dots 1,3$ для побутового навантаження;

$K_{сзп} = 1,3 \dots 2,5$ для узагальненого навантаження.

Максимальне значення робочого струму елемента, $I_{роб.мах}$ що захищається визначається із урахуванням додаткового перевантаження. Потрібно знати максимальний струм навантаження даної лінії. він визначається наближено якщо відсутні офіційні дані:

- За номінальним струмом найбільш слабкого елемента мережі: наприклад по довгостроково припустимому струму кабелю, проводу лінії, трансформатора струму.
- За потужністю підключених трансформаторів в ремонтному, аварійному, та нормальному режимі. Якщо ця потужність велика надмірно, то іноді завантаження трансформаторів мережі також доводиться враховувати.

За умовою погодження чутливості захистів подальшого (захищеного) і попереднього елементів струм спрацьовування подальшого захисту вибирається за висловом:

$$I_{\text{СЗ.ПОСЛ.}} \geq K_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{СЗ.ПРЕД.}} + \sum I'_{\text{РОБ.МАХ}}), \quad (3.2)$$

де $K_{\text{нс}}$ – коефіцієнт надійності погодження, $K_{\text{нс}} = 1,1$;

$I_{\text{СЗ.ПРЕД.}}$ - найбільше значення струму спрацьовування (МСЗ) максимальних струмових захистів попередніх елементів, з котрими здійснюється погодження, А;

$\sum I'_{\text{РОБ.МАХ}}$ - арифметична сума робочих струмів навантаження всіх попередніх елементів, не враховуючи того елемента, з захистом якого проводиться узгодження, А.

За розрахунковий струм приймається значення найбільшого струму за умов (5.1), (5.2).

Після цього потрібно визначити струм спрацьовування $I_{\text{с.р}}$:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_T} \quad (3.3)$$

де струм спрацьовування захисту (первинний), $I_{\text{с.р}}$ А;

n_T – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму(ТА);

$K_{\text{сх}}$ – коефіцієнт схеми з'єднання (ТА) та реле, при застосуванні схеми повної а також неповної зірки $K_{\text{сх}} = 1$ і при повному чи неповному трикутнику $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Необхідно прийняти після цього остаточну уставку спрацьовування реле та виконати зворотний розрахунок струму спрацьовування також на первинній стороні.

Уставка по струму МСЗ таким чином, попереднього елемента повинна бути більше ніж уставки МСЗ подальшого елемента, що, забезпечує струмову селективність певним чином.

Отже для виконання третьої умови потрібно знати значення струмів КЗ. в кінці елемента, що захищається $I_{k1\min}$ і в кінці зони резервування $I_{k2\min}$. Визначення коефіцієнтів чутливості захисту проводиться за виразами:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1\min}}{I_{с.з.у}} \quad (3.4)$$

$$K_{ч.р} = 0,87 \cdot \frac{I_{k2\min}}{I_{с.з.у}} \quad (3.5)$$

де $K_{ч.о}$, $K_{ч.р}$ – коефіцієнти чутливості захисту відповідно основної та резервної зони.

Згідно ПУЕ, повинні виконуватися умови:

$$K_{ч.о} \geq 1,5; \quad (3.6)$$

$$K_{ч.р} \geq 1,2 \quad (3.7)$$

Витримка часу максимальних струмових захистів (МСЗ) вводиться для того щоб уповільнити дію захисту з метою забезпечення тимчасову селективності дії захисту подальшого елемента по відношенню до захисту попередніх елементів. Отже для цього час спрацьовування захисту лінії повинен вибиратися більше часу спрацьовування чим час спрацювання попередньої лінії:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (3.8)$$

Де:

ступінь селективності. $\Delta t = 0,2$ с;

Δt - складається з таких складових: часу повернення захисту (0,05 с), часу відключення вимикача (0,05...0,1 с), необхідного запасу (0,05...0,1 с). та похибки по часу наступного і попереднього захистів (3..5%).

(СВ) Струмова відсічка без витримки часу призначена для прискорення відключення близьких коротких замикань. Та її уставка вибирається з умови відбудови (неспрацьовування) від КЗ максимального трифазного струму в кінці лінії, або трансформатора. З умови уставки струмового відсічення вибираються:

$$I_{C.3.св} = K_{відс} \cdot I_{к2.мах} \quad (3.9)$$

где $K_{відс}$ - коефіцієнт відбудування, що приймається для цифрових реле 1,1...1,2.

$I_{к2.мах}$ – струм трифазного короткого замикання КЗ в кінці елемента, що захищається, кА.

Отже після цього необхідно визначити $I_{с.р}$ - струм спрацьовування:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.3.то} \cdot K_{сх}}{n_T}.$$

Після цього потрібно прийняти остаточну уставку спрацьовування реле та розрахувати зворотний розрахунок струму спрацювання на стороні первинній.

Визначення коефіцієнтів чутливості захисту проводиться за виразами:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{к1 \min}}{I_{с.3.у}}.$$

Згідно ПУЕ, повинні виконуватися умови:

$$K_{ч} \geq 1,5$$

Забезпечуємо селективності струму:

$$I_{с.3.то.посл} = K_{Н} \cdot I_{с.3.то.пред}.$$

На лінійних вимикачах струмова відсічка виконується без витримки часу.

Захист від перевантаження необхідний для відключення лінії при тривалому перевантаженні, щоб убезпечити обладнання від перегріву. Час спрацювання захисту вибирається біля 30...50 с.

Вибір струму спрацювання проводиться з умови:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{роб.мах} \cdot \quad (3.10)$$

Після цього визначається струм спрацювання реле.

У відповідності з ПУЕ, на кожному приєднанні повинно бути встановлено захист від замикань на землю (захист нульової послідовності) для селективного виявлення однофазних замикань, який в одних випадках діє на сигнал, а в інших – на відключення. В основному, на тих електродвигунах, у яких ємнісний струм замикання на землю перевищує 5 А (первинних), захист повинен діяти на відключення без уповільнення. Разом з тим, практика показала, що навіть при менших ніж 5 А струмах СТ бажано двигун відключати, оскільки тривалий вплив струмів СТ на ізоляцію двигуна перетворюється однофазного замикання до двофазного КЗ.

Вибір уставок захисту від замикань на землю, там де відсутня компенсація, необхідно вираховувати розрахунком сумарний струм замикання на землю та струми замикання на землю даного фідера.

$$I_C = m \cdot l \cdot I_{с.з.0} \quad , \quad (3.11)$$

де m – число кабелів на приєднання;

l – довжина кабельної лінії;

$I_{с.з.0}$ – питомий ємнісний струм на один кілометр довжини кабелю табличний.

Вибирається уставка спрацювання захисту для двох випадків: в початковий момент часу та за 0,4 секунди після замикання. Дана уставка обчислюється за наступною формулою:

$$I_{с.з.} = K_{від} \cdot K_{бр} \cdot I_C \quad (3.12)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відбудовування, що приймається рівним 1,2;

$K_{бр}$ - коефіцієнт, що враховує прижок ємнісного струму в момент запалювання дуги, для моменту початкового часу $K_{бр}=4$, після 0,4 с і $K_{бр} = 1,5$;

I_c – власний ємнісний струм приєднання, що захищається, А.

Потрібно робимо розрахунок згідно з вищевикладеною методикою уставок, захисту від перевантажень і фідера.

Для даного приєднання:

З таблиці 3.3 максимальний струм $I_{роб.мах} = 245,95$ А.

З таблиці 3.3 та таблиці 3.4: $I_{k2мах} = 7360$ А, $I_{k1мах} = 12214$ А,

$I_{k2min} = 5886$ А, $I_{k1min} = 8369$ А.

Виберемо уставки для струмового відключення:

Згідно з (3.9) струм спрацьовування:

$$I_{с.з.ст} = K_{від} \cdot I_{k2.мах} = 1,1 \cdot 7360 = 8096 \text{ А}.$$

Обчислимо згідно з (3.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.ст} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{8096 \cdot 1}{50} = 161,92 \text{ А}.$$

Отже приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на відключення. $I_{с.р.у} = 162$ А

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде:

$$I_{с.з.у} = K_T \cdot I_{с.р.у} = 162 \cdot 50 = 8100 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1 min}}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{8100} = 0,9 \leq 1,5.$$

Перевіримо коефіцієнт чутливості по трифазного струму:

$$K_{ч.о} = \frac{I_{k1 min}}{I_{с.з.у}} = \frac{8369}{8100} = 1,03 \leq 1,5.$$

По чутливості токову відсічку на даному приєднанні виставляти не будемо, оскільки вона не проходить за коефіцієнтом чутливості.

Виберемо уставки для (МСЗ) максимального струмового захисту:

Згідно струм спрацьовування:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сзн} \cdot I_{роб.мах} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 245,95 = 507,27 \text{ А}.$$

Обчислимо струм спрацьовування реле згідно з (4.3):

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{507,27 \cdot 1}{50} = 10,15 \text{ А}.$$

Отже приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на відключення. $I_{c.p.y} = 10,2 \text{ А}$

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде

$$I_{c.3.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 10,2 \cdot 50 = 510 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{Ik1 \min}{I_{c.3.y}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{510} = 14,28 \geq 1,5, \text{ умова виконується}$$

В резервній зоні захисту коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.р} = 0,87 \cdot \frac{Ik2 \min}{I_{c.3.y}} = 0,87 \cdot \frac{5886}{510} = 10,04 \geq 1,2, \text{ умова виконується}$$

Час спрацьовування МСЗ приймаємо $t_{сз} = 0,4 \text{ с}$.

Для захисту від перевантаження виберемо уставки:

Згідно (4.10) струм спрацьовування:

$$I_{c.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{роб.мах} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 245,95 = 281,82 \text{ А}.$$

Обчислимо згідно з (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{281,82 \cdot 1}{50} = 5,64 \text{ А}.$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на відключення $I_{c.p.y} = 5,7 \text{ А}$.

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде:

$$I_{c.3.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 10,2 \cdot 50 = 510 \text{ А}.$$

Приймаємо час спрацьовування захисту $t_{сз} = 30 \text{ с}$.

Виберемо уставки для (ЗВЗ):

Довжина КЛ $l = 3,04 \text{ км}$.

Ємнісний струм лінії:

$$I_c = m \cdot l \cdot I_{c.3.0} = 1 \cdot 3,04 \cdot 1,6 = 4,86 \text{ А}.$$

В початковий момент часу струм спрацьовування $t = 0 \text{ с}$:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c = 1,2 \cdot 4 \cdot 4,86 = 23,33 \text{ А}.$$

Обчислимо згідно з (5.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{23,33 \cdot 1}{50} = 0,46 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування в момент часу $t = 4 \text{ с}$:

$$I_{с.з.} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 4,86 = 8,75 \text{ А}.$$

Обчислимо згідно з (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{8,75 \cdot 1}{50} = 0,175 \text{ А}.$$

Функція УРОВ .

При відмові вимикача має діяти УРОВ на вимкнення більш близького до джерела живлення вимикача. При відмові вимикача боку ПН, СН (другий ПН) цим вимикачем є вимикач боку ВН трансформатора. Вплив УРОВ при відмові вимикача в першому випадку здійснюється всередині пристрою REF 615 підключенням функції УРОВ до відповідного вихідного реле, в іншому випадку - сигнал УРОВ видається під зовнішню схему.

Після нормального відключення вимикача витримка часу УРОВ повинна забезпечувати повернення схеми.

Таким чином, можна прийняти 0.15 – 0.3 сек. час дії УРОВ, з урахуванням якості застосовуваних вимикачів.

Розрахунок уставки зробимо за такою формулою:

$$I_{с.з.} = 0,9 \cdot I_{с.з.МТЗ} = 0,9 \cdot 510 = 459 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{459 \cdot 1}{50} = 9,2 \text{ А}.$$

Розрахунок уставок інших ліній, що відходять ідентичний. Повна карта уставок буде представлена на Аркуші 3 графічної частини проекту.

3.4. Вибір уставок на секційних і вступних вимикачах

Для секційних і ввідних вимикачів струмова відсічка не вибирається, так як не забезпечує необхідну чутливість. максимальний струмовий захист є основним захистом на цих вимикачах і також захист від перевантаження. Для МСЗ секційних та ввідних вимикачів, шини 10 кВ підстанції є основною зоною захисту, а резервної зоною – приєднання. З цього виходить при виборі струму спрацьовування МСЗ справедливі вирази (4.1), (4.2) і (4.3). Однак при визначенні коефіцієнта самозапуску та значення $I_{роб.мах}$ виникає ряд труднощів, особливо якщо до шин підстанції підключені електродвигуни напругою вище 1 кВ. У цьому випадку необхідно враховувати пускові струми двигунів. Якщо підстанція не обладнана спеціальними пристроями, що забезпечують груповий або почерговий самозапуск двигунів при короткочасній втраті живлення, то за максимальне навантаження з урахуванням коефіцієнта $K_{сзп}$ приймається режим пуску одного електродвигуна при максимальній (реально можливій) кількості включених приєднань:

$$K_{сзп} \cdot I_{роб.мах} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{НН.МІН} + X_{ЕК})} \quad (3.17)$$

де $X_{НН.мін}$ – мінімальний опір джерела живлення (система плюс трансформатор), наведене до шин боку НН;

$X_{ЕК}$ – еквівалентний опір загальмованого двигуна $X''d$ та сумарного навантаження приєднань $X_{нав.сум}$:

$$X_{ЕК} = \frac{X''d \cdot k \cdot X_{НАВ.СУМ}}{X''d + k \cdot X_{НАВ.СУМ}}, \quad (3.18)$$

де k – коефіцієнт збільшення струму навантаження за рахунок провалу напруги, викликаного пуском електродвигуна, приймається рівним 0,8...0,9.

Даний вираз справедливо як для МСЗ введення, так і для МСЗ секційного вимикача, маючи на увазі, що через вступну може проходити навантаження обох секцій шин, а через секційну - лише одного.

Значення струму спрацьовування МСЗ ввідного вимикача має бути більше, ніж уставка МСЗ секційного, а секційного більше ніж найбільшої лінійної з умови (5.2).

Вибір часу спрацьовування МСЗ для секційного і ввідного вимикача проводиться за (5.8).

Також на вимикачах передбачаємо АВР.

Уставки для секційних вимикачів вибираємо:

Найбільший струм для секційного вимикача:

$$I_{p.max} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 769,8 \text{ А.}$$

Визначимо сумарний опір навантаження:

$$X_{HAB.CYM} = \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМ} - S_{ДВ}} = \frac{6,3^2}{20000 \cdot 0,7 - 5698} \cdot 1000 = 13,27 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір двигуна:

$$X''_d = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{ПУСК}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 2539,5} \cdot 1000 = 2,27 \text{ Ом.}$$

Визначимо еквівалентний опір:

$$X_{ЕК} = \frac{X''_d \cdot k \cdot X_{HAB.CYM}}{X''_d + k \cdot X_{HAB.CYM}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 13,27}{2,27 + 0,9 \cdot 13,27} = 1,91 \text{ Ом.}$$

Мінімальний опір джерела живлення на другій секції шин з таблиці 2.1:

$$X_{HH.min} = 0,728 \text{ Ом.}$$

Визначимо коефіцієнт самозапуску з формули (3.16) :

$$K_{C3n} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot (X_{HH.MIN} + X_{ЕК}) \cdot I_{роб.мах}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot (0,728 + 1,91) \cdot 769,8} = 2,985.$$

Виберемо уставки для (МСЗ):

Згідно (5.1) струм спрацьовування:

$$I_{C3} \geq \frac{K_{від}}{K_{\epsilon}} \cdot K_{C3n} \cdot I_{роб.мах} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,985 \cdot 769,8 = 2632,96 \text{ А.}$$

За формулою (5.2):

$$I_{C3.ПОСЛ.} \geq K_{нс} \cdot (I_{C3.ПРЕД.} + \sum I'_{роб.мах}) = 1,1 \cdot (1010 + 1623) = 2896,3 \text{ А.}$$

Вибираємо з двох струмів максимальний і подальший розрахунок ведемо по ньому.

Обчислимо згідно з (5.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{2896,3 \cdot 1}{160} = 18,1 \text{ А}.$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на відключення.

$$I_{c.p.y} = 18,1 \text{ А}$$

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде:

$$I_{c.3.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 18,1 \cdot 160 = 2896 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{ч.o} = 0,87 \cdot \frac{Ik1 \min}{I_{c.3.y}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{2896} = 2,51 \geq 1,5, \text{ умова виконується}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.p} = 0,87 \cdot \frac{Ik2 \min}{I_{c.3.y}} = 0,87 \cdot \frac{4679}{2896} = 1,41 \geq 1,2, \text{ умова виконується}$$

Час спрацьовування МСЗ приймаємо $t_{сз} = 0,6 \text{ с}$.

Вибираємо для захисту від перевантаження уставки:

Згідно (5.10) струм спрацьовування:

$$I_{c.3} \geq \frac{K_n}{K_v} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 769,8 = 882,1 \text{ А}.$$

Згідно з (5.3) струм спрацьовування реле обчислимо:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{882,1 \cdot 1}{160} = 5,51 \text{ А}.$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на відключення.

$$I_{c.p.y} = 5,6 \text{ А}$$

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде:

$$I_{c.3.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 5,6 \cdot 160 = 896 \text{ А}.$$

Час спрацьовування захисту приймаємо $t_{сз} = 60 \text{ с}$.

Виберемо для ввідних вимикачів уставки:

Найбільший струм для ввідного вимикача становить:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1539,6 \text{ А.}$$

Визначимо сумарний опір навантаження:

$$X_{\text{НАВ.СУМ}} = \frac{U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{НОМ}} - S_{\text{ДВ}}} = \frac{6,3^2}{20000 - 5698} \cdot 1000 = 7,71 \text{ Ом.}$$

Визначимо опір двигуна:

$$X''_d = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ПВСК}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 2539,5} \cdot 1000 = 2,27 \text{ Ом.}$$

Визначимо еквівалентний опір:

$$X_{\text{ЕК}} = \frac{X''_d \cdot k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}}{X''_d + k \cdot X_{\text{НАВ.СУМ}}} = \frac{2,27 \cdot 0,9 \cdot 7,71}{2,27 + 0,9 \cdot 7,71} = 1,71 \text{ Ом.}$$

Визначимо коефіцієнт самозапуску з формули (4.16) :

$$K_{\text{СЗп}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{НН.МІН}} + X_{\text{ЕК}}) \cdot I_{\text{роб.мак}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot (0,728 + 1,71) \cdot 1099,7} = 2,26.$$

Виберемо уставки для максимального струмового захисту:

Згідно з (4.1) струм спрацьовування:

$$I_{\text{СЗ}} \geq \frac{K_{\text{від}}}{K_{\text{в}}} \cdot K_{\text{СЗп}} \cdot I_{\text{роб.мак}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,26 \cdot 1539,6 = 3986,92 \text{ А.}$$

За формулою (4.2):

$$I_{\text{СЗ.ПОСЛ}} \geq K_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{СЗ.ПРЕД}} + \sum I'_{\text{роб.мак}}) = 1,1 \cdot (2896 + 1075) = 4369,1 \text{ А.}$$

З двох струмів вибираємо максимальний.

Обчислимо згідно з (4.3) струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_T} = \frac{4369,1 \cdot 1}{240} = 18,2 \text{ А.}$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на відключення.

$$I_{\text{с.р.у}} = 18,2 \text{ А}$$

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = K_T \cdot I_{\text{с.р.у}} = 18,2 \cdot 240 = 4368 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту:

$$K_{\text{ч.о}} = 0,87 \cdot \frac{I_{\text{к1 min}}}{I_{\text{с.з.у}}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{4368} = 1,67 \geq 1,5, \text{ умова виконується}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту:

$$K_{ч.р} = 0,87 \cdot \frac{Ik2 \min}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{4679}{4368} = 0,93 \leq 1,2 \quad , \text{ умова не виконується}$$

Час спрацьовування МСЗ приймаємо $t_{сз} = 0,8$ с.

Виберемо для захисту від перевантаження уставки:

Згідно (5.10) струм спрацьовування:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{роб.макс} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1099,7 = 1374,6 \text{ А}.$$

Згідно з (5.3) обчислимо струм спрацьовування реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{1374,6 \cdot 1}{240} = 5,73 \text{ А}.$$

Приймаємо до уставки на терміналі захистів, з дією на сигнал. $I_{с.р.у} = 5,7$ А

Тоді на первинній стороні струм спрацьовування буде:

$$I_{с.з.у} = K_T \cdot I_{с.р.у} = 5,7 \cdot 240 = 1392 \text{ А}.$$

Час спрацьовування захисту приймаємо $t_{сз} = 60$ с.

3.5. Диференційний захист шин 10 кВ

Струм КЗ на першій секції шин з таблиці 3.3 дорівнює

$$Ik_{мах} = 11988 \text{ кА}. I_{нагр} = 1539,6 \text{ А}$$

Визначимо струм небалансу:

$$I_{нб} = K_{ан} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot Ik_{мах} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 12214 = 1221,4 \text{ А}.$$

Первинний струм спрацьовування захисту:

з умови відбудування від струму навантаження:

$$I_{с.з.1} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{нав} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 769,8 = 962,25 \text{ А}.$$

з умови відбудування від струму небалансу:

$$I_{с.з.2} = K_H \cdot I_{нб} = 1,2 \cdot 1221,4 = 1465,68 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{с.з} = 1465,68$ А струм спрацьовування захисту.

Тоді струм спрацьовування реле:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{1465,68 \cdot 1}{240} = 6,1 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{Ik1_{min}}{I_{c.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{8369}{1464} = 4,98 \geq 2, \text{ умова виконується}$$

приймаємо час спрацьовування захисту рівним 0 с.

Розрахунок захистів для двох секцій шин зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок захисту шин

Найменування величини	Позначення	Секція шин	
		I	II
Максимальний струм короткого замикання	I_{kmax}	12214	13665
Максимальний струм небалансу	$I_{нб}$	1221,4	1366,5
Струм спрацьовування захисту	$I_{c.з.}$	1465,68	1639,8
Струм спрацьовування реле	$I_{c.p.}$	6,1	6,8
Коефіцієнт чутливості	$K_{ч}$	4,98	4,44
Час спрацьовування	$t_{с.з.}$	0	0

3.6. Розрахунок (РЗ) трансформаторів

На базі терміналу захистів REF 615 на трансформаторі повинен обов'язково встановлюється газовий захист.

Потрібно розрахувати для захисту трансформатора (МСЗ) та диференціальний захист трансформаторів.

Виберемо для максимального струмового захисту уставки:

За відбудови від самозапуску:

$$I_{c.з.тр.нн} = \frac{K_{від}}{K_{в}} \cdot K_{сзн} \cdot I_{MAX.C} \cdot 2 = \frac{1,1}{0,96} \cdot 2,5 \cdot 2 \cdot 769,8 = 4410,3 \text{ A}.$$

Даний струм спрацьовування захисту, але наведений до сторони ВН при коефіцієнті трансформації мінімальному трансформатора за рахунок РПН:

$$I_{C.3.TP.BH} = I_{C.3.TP.HH} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{PН})} = 4410,3 \cdot \frac{6,3}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 479,38 \text{ А}.$$

За умовою погодження із захистом введення:

$$I_{C.3.TP.BH} = K_{н.с} \cdot (I_{C.3.B} + I_{НАГР 35}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{PН})} = 1,2 \cdot (4368 + 0) \cdot \frac{6,3}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 569,74 \text{ А}.$$

Струм включення реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{сх}}{n_T} = \frac{569,74 \cdot 1}{60} = 9,49 \text{ А}.$$

приймаємо уставку 9,5 А, отже струм спрацьовування буде 570 А.

отож коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч.о} = 0,87 \cdot \frac{Ik1 \min}{I_{с.з.у}} = 0,87 \cdot \frac{765}{570} = 1,16 \leq 1,2.$$

Перевіримо по трифазному струмі:

$$K_{ч.о} = \frac{Ik1 \min}{I_{с.з.у}} = \frac{765}{570} = 1,34 \geq 1,2, \text{ за умовою проходить}$$

Розрахуємо диференціальний захист для трансформатора:

Глибоке відбудування від кидків струму намагнічування дозволяє в цифрових реле диференціальний мінімальний струм спрацьовування захисту (I_{dmin}) 30% номінального струму трансформатора

Встановлюємо захист SPAD 346C, котрий має характеристику захисту, дана характеристика зображена на рисунку 4.1.

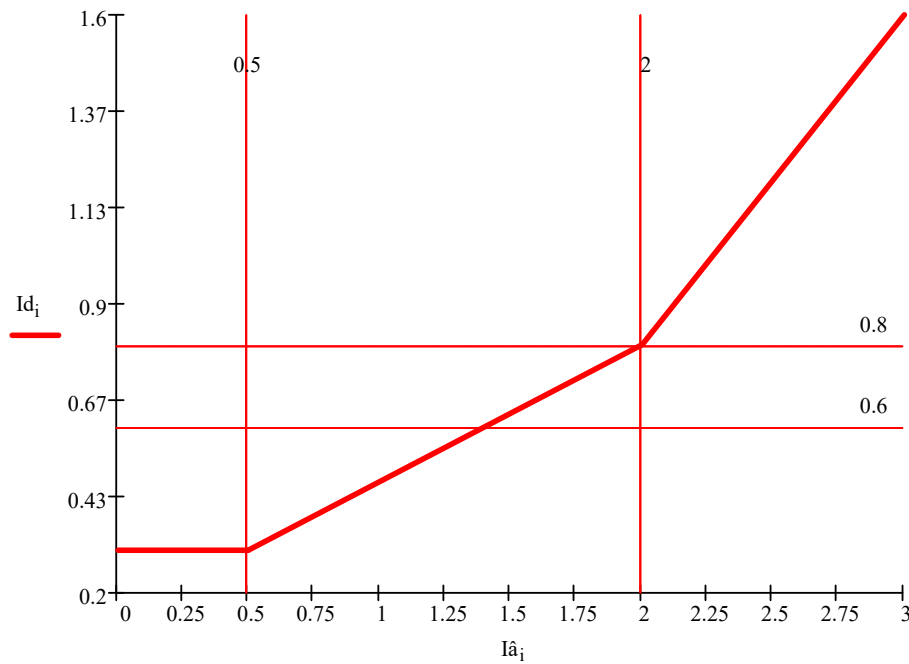


Рисунок 3.1 – Характеристика спрацювання диференційного захисту з гальмуванням.

Для розрахунку необхідно визначити струм небалансу, обумовлений похибкою трансформатора струму і регулюванням напруги силового трансформатора:

$$I_{\text{НБ.РОЗР}} = K_{\text{нер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВИР}}, \quad (3.19)$$

де ε – відносна похибка по струму трансформаторів струму;

$\Delta U_{\text{РЕГ}}$ – відносна похибка напруги трансформатора;

$f_{\text{ВИР}}$ – відносна похибка вирівнювання струмів плечей захисту.

Диференціальний струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{Д.СП}} = K_{\text{від}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗР}}, \quad (3.20)$$

де $K_{\text{від}}$ – коефіцієнт відбудування, приймається рівним 1,5.

Основна уставка:

$$P_{\text{РОЗР}} = 0,5 \cdot K_{\text{від}} \cdot (\varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВИР}}). \quad (3.21)$$

Уставка, визначає гальмівну характеристику:

$$S = \frac{K_{\text{від}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗР}} \cdot I_{\text{В-Р}}}{I_{\text{В-0,5}}}, \quad (3.22)$$

де установка другого нахилу характеристики спрацьовування,

$$I_B = 2 \text{ о. е.}$$

Струм спрацьовування диференційної відсічки:

$$I_{д.від} = K_{від} \cdot K_{нб} \cdot I_{кв\max} \quad (3.23)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відбудування, що дорівнює 1,2;

$$K_{нб} = 0,7;$$

$I_{кв\max}$ – струм к. з. на стороні 10 кВ, наведений на високій стороні.

Розрахуємо диференціальний захист трансформатора:

Струм небалансу:

$$I_{нб.розр} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{вир} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,45 \text{ о.е.}$$

Диференціальний струм спрацьовування захисту:

$$I_{д.ср} = K_{від} \cdot I_{нб.розр} = 1,2 \cdot 0,45 = 0,675 \text{ о.е.}$$

Приймаємо $I_{д.ср.пр} = 0,7 \text{ о.е.}$ -струм спрацьовування захисту.

Основна уставка:

$$P_{розр} = 0,5 \cdot K_{від} \cdot (\varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{вир}) = 0,5 \cdot 1,2 \cdot (0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,225 \text{ о.е.}$$

Приймаємо основна уставка $P_{пр} = 0,4 \text{ о. е.}$

Уставка, визначає гальмівну характеристику:

$$S = \frac{K_{від} \cdot I_{нб.розр} \cdot I_B - P_{пр}}{I_B - 0,5} = \frac{1,2 \cdot 0,45 \cdot 2 - 0,4}{2 - 0,5} = 0,513 \text{ о.е.}$$

Приймаємо уставку $S_{пр} = 0,6 \text{ о.е.}$

Перевіряємо налаштування від струму небалансу в сталому режимі:

$$P_{пр} + 0,5 \cdot S_{пр} \geq 1,3 \cdot I_{нб.розр} ;$$

$$0,4 + 0,5 \cdot 0,6 = 0,7; \quad 1,3 \cdot 0,45 = 0,585; \quad 0,7 \geq 0,585, \text{ умова виконується}$$

Струм спрацьовування диференційної відсічки:

$$I_{д.від} = K_{від} \cdot K_{нб} \cdot I_{кв\max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{1457 \cdot \sqrt{3}}{300} = 7,06 \text{ о.е.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = 0,87 \cdot \frac{765}{0,7 \cdot 300} = 3,16 \geq 2, \text{ за умовою проходить.}$$

Висновки

У даній главі взяли до установки на клітинки термінали захисту REF 615, тому що дані види захистів задовольняють всім вимогам для захисту відхідних фідерів, а також для захисту двигунів.

В результаті розрахунку на відхідних ліній взяли уставки (МСЗ), захисту від перевантаження та (ЗВЗ). Струмова відсічка встановлюватися не буде, так як по чутливості більшість фідерів не проходить.

Для двигунів передбачили тепловий захист від перевантаження, захист від зatoryжного пуску і заклинювання ротора, струмову відсічку, яка задовольняє чутливості, а також захист мінімальної напруги, захист від обриву фази і короткого замикання на землю, а також диференціальний захист. На секційних та вступних вимикачах розраховали максимальний струмовий захист (МСЗ), який в основній зоні захисту задовольняє чутливість і захист від перевантаження.

Для трансформаторів розраховали максимальний струмовий захист, диференціальний захист та захист від перевантаження.

4. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ.

4.1. Технічний аудит проекту

ЦРП 10 кВ, що приєднана до ГПП «Промвузол» введена в експлуатацію 1999р., пристрої релейного захисту на підстанції виконані на застарілій електромеханічній апаратурі. Ця апаратура фізично зношена, її характеристики відстають від сучасних вимог по точності, енергоспоживанню, можливості працювати в екстремальних умовах. Тому необхідно виконати модернізацію підстанції з використанням сучасної бази.

Необхідність модернізації обумовлена впровадженням нового обладнання через зношеність старого, систем АСУ в управлінні енергетичними пристроями; невідповідністю технічних і функціональних характеристик існуючих захистів вимогам селективності, швидкодії і чутливості для режимів роботи енергетичних об'єктів або мережі; фізичним зносом об'єктів; припиненням випуску запасних частин для діючих схем захистів; збільшенням числа відмов функціонування або числа ушкоджень діючих захистів. Кожна з перерахованих причин викликає необхідність заміни діючої захисту і вимагає індивідуального економічного обґрунтування доцільності даного заходу.

4.2. Визначення кошторисної вартості модернізації ЦРП 10 кВ

Кошторис являє собою сукупність нормативних затрат, що визначають вартість проведених робіт. Розмір нормативних витрат розраховується в натуральному і грошовому вираженні.

Кошторис виконують роль цін і є найважливішим документом для визначення показників економічної ефективності прийнятого проектного рішення. Кошторисна вартість на модернізацію включає вартість на встановлене обладнання, а також на монтажні і демонтажні роботи.

Вартість устаткування визначена за вартістю, вказаною в прайс-листах на дане обладнання

У кошторисну вартість обладнання крім його оптової ціни включаються витрати на запасні частини, тару, упаковку, реквізит, транспортні витрати,

витрати на комплектацію. Транспортно-заготівельні витрати розраховуються у розмірі 11,2% від оптової ціни.

Кошторисна вартість електромонтажних робіт складається з прямих витрат, накладних витрат і планових накопичень. Вона розрахована на підставі прейскурантів на обладнання, цінників на монтаж устаткування, норм накладних витрат і планових нагромаджень у відповідності з вимогами частини четвертої СНіП.

Прямі витрати визначені на основі діючих кошторисних норм. До них відносяться: вартість будівельних матеріалів, конструкцій, деталей; основна заробітна плата робітників; витрати на експлуатацію будівельних машин, механізмів та устаткування. При модернізації введений поправочний коефіцієнт, рівний 1,2. До накладних витрат відносяться витрати, пов'язані із забезпеченням умов та обслуговуванням будівельного виробництва, які нараховуються в розмірі 93,1% від суми основної заробітної плати і експлуатації машин.

Планові нарахування – це норма прибутку організації, що виробляє реконструкцію або будівництво. Розмір накопичень обчислюється в межах 90,7% від суми основної зарплати та експлуатації машин.

Вартість будівельно-монтажних робіт визначена в двох рівнях цін:

- в базисному рівні цін 1999 року;
- в поточному рівні, що визначається на основі цін, що склалися до моменту складання документації, або на основі індексів зміни окремих статей витрат кошторисної вартості.

Так як ціни на обладнання взяті з прайс-листа 2020 року, а кошторис складався в цінах 1999 року, то для перекладу цін з 2020 до 1999 року застосовано методику:

$$ОЦ_{1999} = \frac{ОЦ_{2020}}{K_{\text{с}}} \cdot \alpha, \quad (4.1)$$

де $ОЦ_{1999}$ – оптова ціна обладнання у 1999 році, грн.;

$ОЦ_{2020}$ – оптова ціна обладнання у 2020 році, грн.;

$K_{\$}$ - курс долару НБУ на момент розрахунку: $K_{\$} = 25$ грн. за 1 \$;

α – перевідний коефіцієнт, $\alpha = 1,692$.

Визначимо оптову ціну терміналу захистів REF 615 в цінах 1999 року ($ОЦ_{2020} = 8810900$ грн.):

$$ОЦ_{1999} = \frac{8810900}{25} \cdot 1,692 \approx 609735 \text{ \$}.$$

Транспортні витрати складуть:

$$ТР = 11,2\% \cdot ОЦ = 0,112 \cdot 609735 \approx 68290 \text{ \$}.$$

Загальна вартість обладнання, включаючи транспортні витрати:

$$ОЦ_{заг} = 609735 + 68290 = 678025 \text{ \$}.$$

Розрахунок кошторисних цін на інше вживане обладнання аналогічний.

4.3. Розрахунок ризиків

Відмова захисту і відключення вимикача на відхідних лініях призводить до спрацьовування резервного захисту про відключення вступного. Слідом за цим відбудеться АВР секційного вимикача, але оскільки замикання не усунуто АВР буде неуспішним і вимикач відключиться від свого захисту. Таким чином, відбудеться погашення всієї секції шин і споживачів. Тривалість перерви електропостачання залежить від ряду обставин: наявності або відсутності постійного чергового персоналу, час на оперативні переговори, огляд ЦРП 10 кВ і пошук захисту, що відмовив (зазвичай все починається з пробного включення вимикача вводу, потім відключають всі приєднання, знову включають введення і по черзі включають споживачів, аж до пошкодженого фідера).

Збиток від припинення електропостачання розраховується за формулою:

$$Y = (a + b \cdot t) \cdot P, \quad (4.2)$$

де a – постійна (фіксована) частина шкоди, яка не залежить від тривалості або відсутності електропостачання, USD/кВт;

b – змінна частина збитку, що залежить від виду споживчого сектора, USD/кВт;

t – тривалість відсутності електропостачання, год;

P – споживана потужність, відключена в результаті відмови релейного захисту, кВт.

Визначимо вартість збитку від раптового припинення електропостачання на час 30 хвилин, з потужністю трансформаторів 40 000 кВА.

Значення P визначимо за формулою:

$$P = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos \varphi \cdot K_c, \quad (4.2)$$

де K_c – коефіцієнт попиту (одночасності), приймаємо рівним 0,6.

Тоді:

$$P = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos \varphi \cdot K_c = 0,7 \cdot 40000 \cdot 0,8 \cdot 0,6 = 13440 \text{ кВт}$$

Вартість шкоди для споживачів:

$$U = (a + b \cdot t) \cdot P = (1,2 + 0,12 \cdot 0,5) \cdot 13440 = 98112 \text{ у.е.}$$

Число відмов релейного захисту в рік на одній підстанції при застарілих електромеханічних елементах можна взяти в середньому рівним 0,3. Тоді середньорічний збиток від не довідпуску електроенергії промисловим споживачам складе:

$$U_{np} = 0,3 \cdot U = 0,3 \cdot 98112 = 29433,6 \text{ у.е.}$$

або при курсі долару 2500 грн.:

$$U_{np}' = 2445 \cdot U_{np} = 2445 \cdot 29433,6 = 63576576 \text{ грн.}$$

4.4. Визначення основних техніко-економічних показників

Оцінку ефективності вироблено на основі зіставлення очікуваних фінансових результатів та витрат від впровадження терміналів захисту за системою показників:

1. Статичний термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_{REF}}{П_{ср.год}}, \quad (4.3)$$

де K_{REF} – одноразові капітальні вкладення в термінали захистів, грн.;

$П_{ср.год}$ – вартість збитку, зекономленого в результаті застосування МП блоків захистів, грн.

$$T_{ок.с} = \frac{299570600}{63576576} = 4,71 \text{ роки.}$$

2. Чиста дисконтована вартість (економічний ефект від впровадження терміналу за весь термін його життя T):

$$NPV = PV - CI, \quad (4.4)$$

де PV – поточна вартість проекту протягом життєвого циклу, грн.;

CI – капітальні вкладення, грн..

$$PV = \sum_{t=0}^T P_t \cdot d_t, \quad (4.5)$$

де T – строк служби, років;

P_t – фінансовий результат поточному році t , грн.;

d_t – коефіцієнт дисконтування поточного року:

$$d_t = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (4.6)$$

де r – норма дисконтування, приймаємо $r = 13\%$;

t – число років, на яке результати відстоять від моменту вкладення капіталу.

При $r_1 = 0,13$ для першого року отримуємо:

$$d_i = \frac{1}{(1 + 0,13)^1} 0,885;$$

$$PV_1 = 63576576 \cdot 0,885 = 56265269,76 \text{ грн.};$$

$$NPV_1 = 56265269,76 - 299570600 = -243305330,2 \text{ грн.}$$

Аналогічно ведеться розрахунок для інших років. Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 - Визначення інтегрального ефекту

Роки	CI, грн	Pt, грн	dt	PVt, грн	NPVt, грн
0	-299570600	0	1	-29957060	-299570600
1		63576576	0,885	56265269	-243305330
2		63576576	0,783	49780459	-193524871
3		63576576	0,693	44058567	-149466304
4		63576576	0,613	38972441	-110493863
5		63576576	0,543	34522080	-75971782
6		63576576	0,480	30516756	-45455025
7		63576576	0,425	27020044	-18434980
8		63576576	0,376	23904792	5469811
9		63576576	0,333	21170999	26640811
Всього	-299570600	572189184		26640811	

Проект вважається ефективним, якщо накопичена ЧДВ в результаті розрахунку є позитивною величиною. В даному випадку при $r = 13\%$ накопичена ЧДВ $NPV = 26640811,47$ грн. є позитивною величиною. Отже проект є ефективним.

3. Динамічний термін окупності:

$$T_{ок.д} = t - \frac{NPV_t}{NPV_{t+1} - NPV_t} \quad (4.7)$$

де t – рік реалізації проекту, при якому величина NPV_t ще негативна.

$$T_{ок.д} = 7 - \frac{NPV_3}{NPV_4 - NPV_3} = 7 - \frac{-18434980,92}{5469811,66 + 18434980,92} = 7,77 \text{ роки.}$$

4. Середньорічний економічний ефект:

$$NPV_{cp.piv} = NPV \cdot a, \quad (4.8)$$

де a – переказний коефіцієнт сукупних витрат в однорідні річні величини протягом всього терміну реалізації проекту:

$$a = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}; \quad (4.9)$$

$$a = \frac{0,13 \cdot (1+0,13)^6}{(1+0,13)^6 - 1} = 0,25$$

$$NPV_{cp.zoo} = 26640811,47 \cdot 0,25 = 6660202,87 \text{ грн.}$$

Згідно з наведеними розрахунками, виконання заміни електромагнітних терміналів захистів на мікропроцесорні є ефективним.

Графічне зображення, представлене на рисунку 5.1.

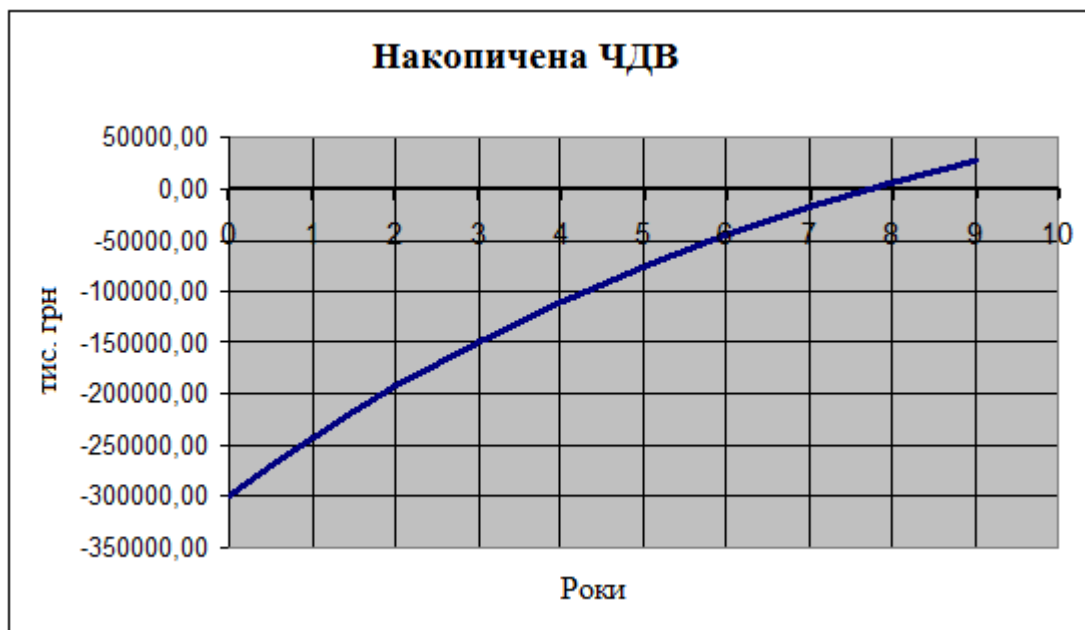


Рисунок 4.1 – Накопичена дисконтована вартість

Висновки

Отже визначивши кошторисну вартість даного стартап проекту, та розрахувавши ризики. Також визначивши оцінку ефективності, вироблено на основі зіставлення очікуваних фінансових результатів та витрат від впровадження терміналів захисту за системою показників. Проект вважається ефективним, тому що накопичена **NPV** в результаті розрахунку є позитивною величиною. В даному випадку при $r = 13\%$ накопичена **NPV** складає 26640811 грн. Тобто даний стартап-проект має право на життя.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ РОБІТ З МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕНЕРГОВУЗЛА

5.1. Загальна характеристика об'єкта

В даній роботі розглядається модернізація ЦРП 10кВ що приєднана ГПП «Промвузол» 110/10/6 кВ

Таблиця 5.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування електроустановки	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
ЦРП 10кВ	Внутрішня Електроустановка	Окреме приміщення, (9х16х4) м	2 категорія: небезпечні приміщення з електробезпеки	Категорія Г

Таблиця 5.2. Характеристики електроустановок

Найменування електроустановки і марка	Основні характеристики	
Трансформатор струму ТОЛ-10	Напруга	10.0 (кВ)
	Частота	50 (Гц)
	Ізоляція	Заливочный компаунд
	Маса	25.0 (кг)
Вимикач	Номінальна напруга, кВ	10

ВК-10-20/630 У2	Струм номінальний, А	630
	струм відключення, кА	20
	Маса, кг	160-200
	Габаритні розміри, мм	1142х630х626
Трансформатор ТМ-630	Напруга	10/0,4 кВ
	Потужність	630 кВА
	Маса	4 000 кг
	Габаритні розміри	250х1451х400 см
	Маса і марка масла	1 600 кг, МТК-60
	Маркування	ТР-1-10- 630-6
Трансформатор напруги НАМИ-10	Напруга	10 кВ
	Потужність	75ВА
	Маса	98 кг
	Габаритні розміри	326х516х615 мм
	Категорія розміщення	У2
	Маркування	ТР-1-10- 630-6

5.2. Визначення обсягів та послідовності робіт при експлуатації або модернізації енергетичного об'єкту.

Для проведення робіт з модернізації ЦРП 10кВ були визначені характер робіт та склад бригади.

Всі роботи виконуються без напруги

Таблиця 5.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	тривалість та період виконання робіт і	Склад бригади (кількісний)	Група з електробезпеки
Демонтаж мимикачів ВК-10-20/630 У2	Транспорт, механічна ручна вантажо-розвантажувальні роботи	Літній період, 5 робочих днів	4 осіб	Не менш як IV
Монтаж вакуумні вимикачі SION 3AE5	Транспорт, механічна ручна вантажо-розвантажувальні роботи	Літній, 5 робочих днів	4 осіб	Не менш як IV
Монтаж терміналів захисту REF 615	Транспорт, ручна вантажо-розвантажувальні роботи	Літній, 10 робочих днів	4 осіб	Не менш як IV

5.3. Визначення оцінка показників умов праці під час виконання робіт

Показники умов праці під час виконання вказаних у п 5.2 робіт для бригади працівників надають у табл. 5.4.

Таблиця 5.4. Чинники і показники умов праці

Найменування	Основні характеристики	
Освітлення: природне штучне	Коефіцієнт природного освітлення, %	18
	Освітленість, лк	75
Параметри мікроклімату	Температура повітря	22-24 °С
	Вологість	60-40 %
	Швидкість вітру	< 0.1 м/с
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 20 кг
	Роботи на висоті	1,3м і вище
	Робоче положення	«стоячи», «стоячи зігнувшись», «сидячі»
Напруженість праці	Навантаження статичні та динамічні	55 Вт, (250...300) (Вт·год)
	Категорія робіт	II категорія
	Тривалість аналітичного спостереження	До 30 % робочого часу
	Тривалість фізичних робіт	До 70 % робочого часу
	Робочий час	8 один, 1 зміна
	Напруженість органів чуття: зір	До 20 % робочого час
	Категорія	II категорія

5.4. Визначення шкідливих і небезпечних виробничих чинників та їх оцінка.

НШВЧ-небезпечні та шкідливі виробничі чинники, котрі виникають у ході виконання певних робіт, наводять у табл. 5.5.

роботи виконують без напруги

Таблиця 5.5. Перелік небезпечних та шкідливих виробничих чинників

Небезпечні та шкідливі чинники (НШВЧ).	Фактичні	Допустимі
Електричного походження під час включення		
Напруга	10 кВ	8 В
Струм	770 А	0,6 мА
Іншого походження		
Роботи на висоті	Від 1,3-2 м	до 1,3м
Вантажо-розвантажувальні роботи	20 кг.	15-30кг.
Оцінка умов праці	Шкідливі II категорії	

5.5. Вибір технічно-організаційних заходів з безпеки праці

Перелік заходів з безпеки виконання робіт котрі обмежують вплив на працівника НШВЧ.

Таблиця 5.6. Технічні-організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Показники та характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Електрична ізоляція	Види ізоляції робоча	Опір ізоляції повинен бути не менше 0,5 МОм.

загороджувальні засоби	Забезпечення недоступності струмовідних частин	Встановлення захисних огорожень, закритих комутаційних апаратів
Організаційні заходи з електробезпеки		
Виконання робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Порядок виконання робіт, Попереджувальні сигнали, засоби орієнтації	наряд-допуск розміщення плакатів безпеки. Світлова сигналізація, схеми, плакати
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Роботи на висоті	Заходи для виконання робіт на висоті	Риштування, драбини, монтажні пояси.
Освітлення	Додаткове освітлення	Переносні стойки з додатковим освітленням напругою 12В

5.6. Вибір засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) для обмеження впливу шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5.7. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Виріб, модель	Гарантован ий термін використан ня	Технічні характерист ики
Захисн е взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Talan». Черевики.	12 місяців	Експлуатаці я під час роботи

Захист рук	Захист від ушкоджень різних видів	Пальчата, трикотажні.	5 робочих змін	Під час виконання робіт
Захист голови	Захист від механічних та електричних ушкоджень	Каска від механічного впливу. Полікарбонат.	до вказаного строку придатності /або ушкоджень	Під час робіт
Захист очей	Захист від механічних ушкоджень, електричної дуги та ультра-фіолетового випромінювання	Закриті подвійні окуляри. Полікарбонат.	1 рік	Під час виконання різного виду робіт
Захист для роботи на висоті	утримання і фіксація положень	Пояс предохранительный ПБ (М)	6 місяці	Під час роботи на висоті більш як 1,3 м.

Після монтажу працівники здійснюють включення або виключення діючих ЕУ, передпотрібно бачити індивідуальні електрозахисні засоби (ЕЗЗ).
Результати вибору потрібних ЕЗЗ надано у табл. 5.8.

Таблиця 5.8. Електрозахисні засоби ЕЗЗ

Вид ЕЗЗ	Найменування	Характеристики	Призначення та норми випробувань

Електрозахисний ЗІЗ	Діелектричні: рукавички, чоботи.	Для робіт під напругою до 1кВ	Підключення ЕУ після ремонту, діагностика. Періодичні випробування - що 6 місяців
Інструмент	Ізолювальні кліщі	заміна плавких вставок	Раз у 24 місяці
Захисні пристосування	ізолюючі підставки, діелектричні гумові килимки, захисне переносне заземлення.	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 5 років

5.7. Вибір заходів для запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

На енергетичних об'єктах відповідно до норм з пожежної безпеки вибрано первинні засоби технічні та організаційні заходи – у разі виникнення пожежі або вибуху.

Таблиця 6.9. Перелік заходів та засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник.	Переносний, або пересувний	Вогнегасник вуглекислотний призначений для гасіння електроустановок.
Блискавкозахист	Подвійно-тросовий блискавковідвід	IV клас, ДСТУ EN 62305-3:2012

Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Інструктажі навчання, планах евакуації, закріплення відповідальних за пожежний стан	Охорона праці, забезпечення дотримання протипожежних вимог
ЗІЗ		
Вогнестійка накидка	Кошма протипожежна двошарова	застосування - 1000°C (менше 15 хвилин), 350°C (більше 15 хвилин); гарантійний термін – 12 місяців.
Протигаз	Маска панорамная ППМ – 88 з фільтром	Температура зберігання – від 5 °C до 30 °C. Термін зберігання – 10 років

5.8. Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації

Захист обладнання підстанцій від прямих ударів блискавки системою стрижневих і тросових блискавковододів.

Захист від хвиль грозових перенапруг, що набігають заснований на виборі відповідних захисних апаратів (ОПН, розрядників), та числа і місця їх установки на ПС, для того щоб забезпечити таке зниження впливу хвиль грозових перенапруг за амплітудою і крутизною, за якого на протязі нормованого строку безаварійної експлуатації $T_{н.е.}$ не будуть перевищені допустимі значення перенапруг для найбільш відповідального і цінного обладнання (трансформаторів, автотрансформаторів, шунтуючих

реакторів і т. д.).

Централною розподільчою підстанцією (ЦРП) називається підстанція, яка отримує живлення безпосередньо від ГПП енергосистеми і розподіляє електроенергію по всьому підприємству на напругу 10 кВ.

Вихідні дані для розрахунку:

- A – ширина ЦРП, м;
- B – довжина ЦРП, м;
- h_x – висота об'єкту, що захищається, м;
- n – середньорічне число ударів блискавки в 1 км² земної поверхні в місці знаходження об'єкту, в залежності від середньорічної тривалості гроз в годинах.

Для захисту ЦРП від прямих ударів блискавки застосовуються 4 блискавковідводи, які встановлюються кожен окремо, при цьому повинні дотримуватися наступні умови:

1. Якщо не можуть бути виконані умови установки блискавковідводу на конструкціях відкритого розподільного пристрою (ВРП).

2. Відстань по землі l_3 між відокремленим заземлювачем блискавковідводу і заземлюючим контуром ВРП повинна бути такою, щоб уникати перекриття по землі між заземлювачами з вірогідністю не більше 0,1.

При цьому повинна виконуватись умова:

$$l_3 \geq 0,2R_1,$$

де R_1 – опір заземлення опори.

3. Відстань по повітрю l_{Π} від блискавковідводу, що стоїть окремо з відокремленим до струмопровідних частин заземлених конструкцій і обладнання ВРП повинна бути такою, щоб уникати перекриття по повітрю з вірогідністю не більше 0,1. При цьому повинна виконуватись умова:

$$l_{\Pi} \geq (0,12R_{\Pi} + H_C) \text{ і } l_{\Pi} \geq 5.$$

4. Опір заземлювача повинен бути не більше 0,5-10 Ом.

5. Послідовність розрахунку.

Визначається очікувана кількість уражень блискавкою ЦРП на рік :

$$N = [(B + 6h_x)(A + 6h_x) - 7,7 \cdot \pi \cdot h_x^2] \cdot n \cdot 10^{-6}.$$

де A - ширина ЦРП, м;

B - довжина ЦРП, м;

h_x - висота об'єкту, що захищається, м;

n - середньорічне число ударів блискавок на 1 км^2 земної поверхні в місці знаходження об'єкту, в залежності від середньорічної тривалості гроз в годинах.

Для знаходження n необхідно визначити число грозових годин на рік за табл. 7 або по карті грозової діяльності в ПУЕ. Для Харківської області середнє число грозових годин на рік становить від 60 до 80,

$$\text{тоді } n = 5,5 \cdot \frac{1}{\text{км}^2 \cdot \text{рік}}$$

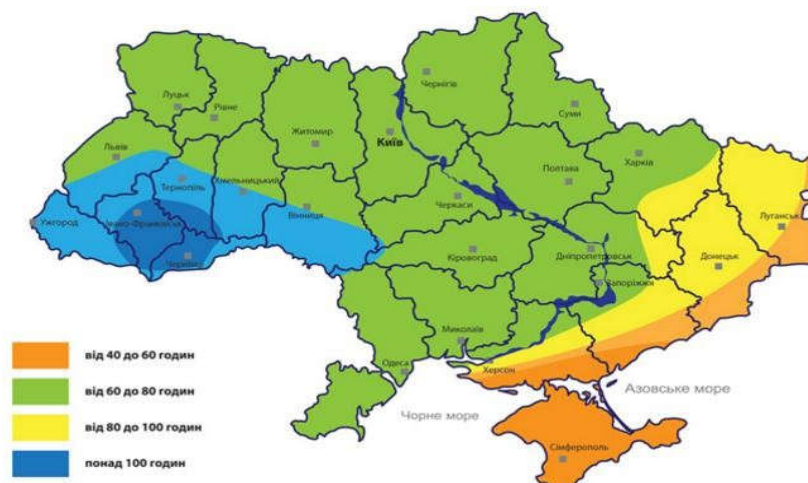


Рисунок 5.1 – Карта середньої тривалості гроз на рік в годинах для території України.

Геометричні розміри ЦРП $A=30$ м, $B=40$ м, висота об'єктів на території ЦРП, що захищаються, приймається рівною висоті portalу $h_x=7,85$ м.

$$N=[(30+ 6 \cdot 7,85) (40 + 6 \cdot 7,85) - 7,7 \cdot 7,85^2] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} = 0,0343$$

1. За ступенем надійності захисту розрізняють зони А і Б. Зона захисту типу А має ступінь надійності захисту 99,5% і вище, а типу Б – до 95%.

Для будинків і споруд з приміщеннями, що вимагають улаштування блискавкозахисту І і II або І і III категорій, блискавкозахист виконується за І категорією. Захист від прямих ударів блискавки повинен виконуватися стрижневими або тросовими блискавковідводами, що стоять окремо (це виключає можливість термічного впливу на об'єкт).

2. Зона захисту - це простір, імовірність ураження об'єктів у межах якого не перевищує 0,05 (або 1 раз за 200 років). Зона захисту визначається відношенням L/h (L - відстань розряду блискавки; h - висота блискавковідводу). У деяких випадках для особливо важливих об'єктів зону захисту розраховують за умови імовірності прориву не більше за 0,005.

3. За цією оцінкою розрізняють зону захисту типу А, яка має ступінь надійності 99,5% й вище і зону захисту типу Б – 95% й вище. Існує два методи розрахунку зон захисту, які мало відрізняються за кінцевим результатом.

Дослідження зони захисту, проведене на фізичних моделях показало, що геометрична форма захисної зони стрижневого блискавковідводу описується гіперболічним законом, але для практичного застосування гіпербола апроксимується ламаною лінією.

Приймається тип зони захисту Б, так як 0,0343 більше 0,005.

4. Визначається висота блискавковідводу з умови

$$D < 8(h - h_x) \cdot p, \text{ за якої рівень } h_x \text{ всередині трикутника або прямокутника,}$$

утвореного найближчими стрижневими блискавковідводами, буде захищений, якщо D кола, що проходить через діагональ D прямокутника або вершини трикутника, задовольняють умові:

$$D < 8(h - h_{\text{х}}) \cdot p$$

де $p=1$ при $h < 30$ м.

При цьому межі верхньої частини зон захисту визначаються для кожної пари блискавковідводів.

Для прикладу ГЗП діагональ D прямокутника визначається за виразом:

де L_1, L_2 - відстань між блискавковідводами по ширині і

довжині ГЗП.

$$D = \sqrt{L_1^2 + L_2^2}$$

$$D = \sqrt{26,2^2 + 25,8^2} = 36,77 \text{ м},$$

$$36,77 < 8(h - 7,85) = 8h - 62,8.$$

З цього виразу знаходиться

$$h \geq 12,44 \text{ м},$$

тому до встановлення приймаються блискавковідводи висотою $h > 12,5$ м.

Зона захисту блискавковідводів багаторазових стрижневих визначається як зона захисту попарно взятих блискавковідводів стрижневих сусідніх висотою $h > 150$ м. Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу показана на рис. 2.

Торцеві області зони захисту визначається як зона одиноких стрижневих блискавковідводів, габаритні розміри яких

$$h_0, r_0, r_{x1}$$

визначаються за формулами для зони захисту типу Б.

Вершина конусу зони захисту:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 12,5 = 11,5 \text{ м. Радіус основи конусу на рівні землі:}$$

$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 12,5 = 18,75$ м. Радіус зони захисту на висоті h_{x1} :

$$r_{x1} = 1,5 \cdot (h - h_x / 0,92) = 1,5 \cdot (12,5 - 7,85 / 0,92) = 5,95 \text{ м}$$

Висота зони захисту посередині між блискавковідводами:

$$h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (L_1 - h) = 11,5 - 0,14 \cdot (26,2 - 12,5) = 9,58 \text{ м}, \quad h_{c2} = h_0 - 0,14 \cdot (L_2 - h) = 11,5 - 0,14 \cdot (25,8 - 12,5) = 9,64 \text{ м}.$$

Ширина горизонтального перерізу сумісної зони захисту на висоті h_x від рівня землі:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{(h_{c1} - h_x)}{h_{c1}} = 18,75 \cdot \frac{(9,58 - 7,85)}{9,58} = 3,39$$

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{(h_{c2} - h_x)}{h_{c2}} = 18,75 \cdot \frac{(9,64 - 7,85)}{9,64} = 3,48$$

Ширина сумісної зони захисту:

$$r_c = r_0 = 18,75 \text{ м}.$$

5. Будується зона захисту блискавковідводів стрижневих

Якщо побудована на висоті захисту, не захищає якісь об'єкти, то для висоти цих об'єктів також здійснюється розрахунок параметрів зони захисту. В даному прикладі такими

об'єктами є споруда закритого розподільного пристрою (ЗРП) і паркан з $h_{x2} = 4$ м і $h_{x3} = 2,5$ м відповідно.

6. Розрахунок параметрів зони захисту для споруди ЗРП. Радіус зони захисту на висоті h_{x2} :

$$r_{x2} = 1,5 \cdot (h - h_{x2} / 0,92) = 1,5 \cdot (12,5 - 4 / 0,92) = 12,23 \text{ м}.$$

Ширина горизонтального перерізу сумісної зони захисту на висоті h_x від рівня землі:

$$r_{cx12} = r_0 \cdot \frac{(h_{c1} - h_{x2})}{h_{c1}} = 18.75 \cdot \frac{(9.58 - 4)}{9.58} = 10.92$$

$$r_{cx22} = r_0 \cdot \frac{(h_{c2} - h_{x2})}{h_{c2}} = 18.75 \cdot \frac{(9.64 - 4)}{9.64} = 10.97$$

7. Будується зона захисту стрижневих блискавковідводів.

8. Для висоти паркану також робимо розрахунок параметрів зони захисту
Радіус зони захисту на висоті h_x 3 :

$$r_{x3} = 1,5 \cdot (h - h_{x3} / 0,92) = 1,5 \cdot (12,5 - 2,5 / 0,92) = 14,67 \text{ м.}$$

Ширина горизонтального перерізу сумісної зони захисту на висоті h_x від рівня землі:

$$r_{cx13} = r_0 \cdot \frac{(h_{c1} - h_{x3})}{h_{c1}} = 18.75 \cdot \frac{(9.58 - 2,5)}{9.58} = 13.86$$

$$r_{cx23} = r_0 \cdot \frac{(h_{c2} - h_{x3})}{h_{c2}} = 18.75 \cdot \frac{(9.64 - 2,5)}{9.64} = 13,89$$

9. Будується зона захисту стрижневих блискавковідводів

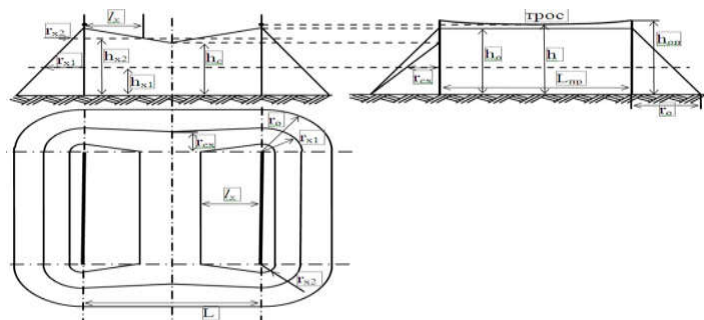


Рисунок 5.2 - Зони захисту подвійного тросового блискавковідводу:

1 - границі зони захисту на висоті h_x ; 2 - границі зони захисту на висоті h_{x2} ;
3 - границі зони захисту на рівні землі.

Висновки

В даному розділі були розглянуті обсяг та послідовність виконання робіт з модернізації об'єкту, визначена кількісна складова бригади,

враховані (НШВЧ), що виникають під час виконання певних робіт, та було розроблено організаційні заходи для безпечного виконання робіт. Також було проведені розрахунки захисту обладнання підстанцій від прямих ударів блискавки. Прийнято тип зони захисту Б, висота блискавковідводів 12,5м, Даний вид виконання захисту від блискавки перекриває всю зону ЦРП.

ВИСНОВКИ

За результатами проведеного дослідження електричного господарства ЦРП було виявлено що:

- силові трансформатори знаходяться в експлуатації досить тривалий час особливо Т – 1 – 25 років, Т – 2 – 20 років;
 - розроблена документація про спорудження на ПС нових із застосуванням мікропроцесорних блоків захисту;
 - для збільшення надійності електропостачання передбачається заміна відокремлювачів в силових ланцюгах трансформаторів на вимикачі;
 - стан вимірювальних трансформаторів струму і напруги – задовільний;
- Приладове обладнання фізично та морально застаріло і потребує поступової заміни шляхом впровадження нових технологій.

У ході модернізації були прийняті до виконання наступні види захистів:

- на відхідних фідерах, секційному і вступних вимикачах захист серії REF 615;
- на трансформаторі встановлюємо диференціальний захист SPAD;
- розраховані уставки струмових відсічок, максимальних струмових захистів, а також захисту від перевантаження і від замикань на землю.

Величина максимального навантаження підстанції не перевищує 17.095 МВА, а навантаження трансформаторів Т – 1: 7,159 МВА, Т–2: 10.77 МВА. Режим роботи силових трансформаторів характеризуються малим коефіцієнтом завантаження, максимальне значення якого становить для Т – 1: 0.179, Т – 2: 0.269 . В цілому ж по підстанції максимальний коефіцієнт завантаження дорівнює 0.214

На базі проведених розрахунків та отриманих результатів питання про впровадження засобів, що обмежують струми короткого замикання, а саме струморозмежуючих реакторів, не розглядається, так як їх максимальні значення не перевищують допустимих.

Спираючись на результати дослідження електричного господарства, були обрані:

- комплектний розподільний пристрій КРП
- вакуумні вимикачі серії SION 3AE51 на стороні 10кВ в комірках типу ШВВ;
- трансформатори власних потреб типу 2хТМ-250/6 напругою 6/0,4;
- для живлення шин СН обраний тип кабелю АСБ 3х16;
- для компенсації ємнісних струмів дугогасильні котушки.

При розробці стартап-проекту було складено зведений кошторис капітальних витрат на реконструкцію ЦРП 10 кВ ПС підприємства та розрахований збиток від не подачі електроенергії. В результаті розрахунку строк окупності терміналів захистів склав 7,77 року.

Також в розділі з охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях, було розраховано заходи для проведення робіт по модернізації об'єкту, а також захист від блискавок.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Перехідні процеси в електроенергетиці : методичні вказівки / укл. Костерев М. В., Бардик Є. І., Безбереж'єв Ю. В. ; ФЕА. – Київ: НТУУ «КПІ», 2011. – 56 с.
2. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1985. – 296 с.
3. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей. Под ред. Я.М. Большама, В.И. Круповича, М.Л. Самовера. Изд.2-е, Перераб. и доп. М., “Энергия”, 1974.
4. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 317 с.
5. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2010. 425 с.
6. Басманов В.Г. Заземление и молниезащита.: Учеб. пособие для вузов в двух частях. Часть 1 Заземление – Киров: Изд-во ВятГУ, 2009. – 155 с.
7. Яндульський, О. С. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : навчальний посібник / О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко ; НТУУ «КПІ». – Електронні текстові дані (1 файл: 1,36 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 103 с.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980.- 600 с.
9. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей / под ред., К.М. Антипова, И.Е. Бандуипова, - М.: Энергоатомиздат, 1987.– 558 с.

10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
11. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні..
12. НАПБ Б.03.002-2007. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою.
13. НПАОП 0.00-1.15-07. Правилами охорони праці під час виконання робіт на висоті.
14. НПАОП 63.21-1.22-07. Правила охорони праці під час вантажно-розвантажувальних робіт.
15. ДБН В.2.5-28-2006. Державні будівельні норми. Природне і штучне освітлення.
16. ГН 3.3.5-8.6.6.1-2002. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу